

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал
ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»
институт

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА
КАФЕДРА

УТВЕРЖДАЮ
И.о. заведующего кафедрой
_____ Г.Н.Чистяков
подпись инициалы, фамилия
« ____ » _____ 2017г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
(код и наименование специальности)

Электроснабжение цеха сушки трансформаторов ОАО «Хакассетьремонт»
(наименование темы)

Руководитель _____ « ____ » _____ 2017г. доцент каф. ЭЭ, к.т.н. Е.В.Платонова
подпись, дата должность, ученая степень инициалы , фамилия

Выпускник _____ « ____ » _____ 2017г. А.А.Матросов
подпись дата инициалы , фамилия

Нормоконтролер _____ « ____ » _____ 2017г. А.В.Коловский
подпись, дата инициалы, фамилия

Абакан 2017

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт –
филиал ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»
институт

«ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
И.о. заведующего кафедрой
_____ Г.Н. Чистяков
подпись инициалы, фамилия
«_____» _____ 2017г.

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы**

(фамилия, имя, отчество)

Студенту _____ Матросову Александру Александровичу _____
Группа 3ХЭн-12-01 (3-12) Направление (специальность) _____
номер
13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

код, наименование

Тема выпускной квалификационной работы Электроснабжение цеха сушки трансформаторов ОАО «Хакассетъремонт»

Утверждена приказом по университету №145 от 28.02.2017г.

Руководитель ВКР Платонова Е.В., к.т.н. доцент кафедры «Электроэнергетика»
(инициалы, фамилия, должность и место работы)

Исходные данные для ВКР Ведомость электрических нагрузок предприятия, ведомость электрических нагрузок цеха сушки трансформаторов, генеральный план ОАО «ХСР», план цеха сушки трансформаторов.

Перечень разделов ВКР:

Введение

1. Аналитическая стадия проектирования.
2. Расчет электрической нагрузки предприятия
3. Схема внешнего электроснабжения
4. Выбор оборудования и его проверка по токам короткого замыкания
5. Качество электроэнергии в сети напряжением выше 1000 В
6. Конструктивное исполнение системы электроснабжения
7. Проектирование цехового электроснабжения
8. Расчет заземления цеха сушки трансформаторов
9. Релейная защита и автоматика системы электроснабжения

Заключение

Список используемых источников

Перечень графического материала:

1. Э1 Генеральный план предприятия с сетями ВН и НН;
2. Э2 План цеха сушки трансформаторов с разводкой силовой и осветительной сети;
3. Э3 Однолинейная электрическая схема сети
4. Э4 Анализ качества напряжения;

Руководитель ВКР _____ /Е.В. Платонова
подпись

инициалы, фамилия

Задание принял к исполнению _____ /А.А. Матросов
подпись

инициалы, фамилия

15 марта 2017 г.

ВВЕДЕНИЕ

Экономия энергетических ресурсов должна осуществляться путем перехода на энергосберегающие технологии производства; совершенствование энергетического оборудования; реконструкцию устаревшего оборудования; сокращение всех видов энергетических потерь и повышение уровня использования вторичных ресурсов; улучшение структуры производства; преобразование и использование энергетических ресурсов.

Передача, распределение и потребление выработанной электроэнергии на промышленных предприятиях должны производиться с высокой экономичностью и надежностью. В системе цехового распределения электроэнергии, т.к. цех имеет небольшие габариты (всего 39 м × 33 м) и относительно небольшое количество электроприемников, используют комплектные распределительные устройства, кабели. Это создает гибкую и надежную систему распределения, в результате чего экономятся большие суммы денег связанные с капитальными вложениями на шинопроводы. Широко применяют современные системы автоматики, а также простые и надежные устройства защиты отдельных элементов системы электроснабжения предприятий. Все это обеспечивает необходимое рациональное и экономное расходование электроэнергии во всех отраслях промышленности, являющихся основными потребителями огромного количества электроэнергии.

1 Аналитическая стадия проектирования

1.1 Характеристика объекта

Открытое Акционерное Общество «ХСР».

Дата регистрации предприятия: 12.05.2004 г.

ОАО «ХСР» является лидером в технологии ремонта трансформаторов большой мощности. Предприятие оснащено уникальным оборудованием, позволяющим проводить ремонт головных трансформаторов подстанций 110-500 кВ. С помощью установки "Суховой" и "Иней" точно выдерживается технология ремонта.

Акционерное общество располагает мощными ремонтными базами в Абакане и Саяногорске со специализированным оборудованием и технологическими установками. Кроме этого предприятие выполняет следующие виды работ:

- ремонт ВЛ 10-220 кВ и оборудования ПС 35-500кВ;
- ремонт электроустановок 220 кВ;
- ремонт трансформаторов 10-110 кВ со сменой и без смены обмоток;
- капитальный ремонт высововольтных вводов;
- перемотку электродвигателей до 1000 В;
- ремонт комплексных трансформаторных подстанций с заменой элементов конструкций;
- сушку, дегазацию трансформаторного масла в условиях цеха;
- изготовление металлоконструкций различного назначения.

На территории предприятия расположены: административный корпус, гараж, цех сушки трансформаторов, склад и т.д.

По режиму работы электроприёмники разделены на две группы. В продолжительном режиме с постоянной или мало изменяющейся нагрузкой работают двигатели вентиляторов. В повторно – кратковременном режиме работают краны, транспортеры и другое оборудование.

По мощности и напряжению электроприемники относятся к потребителям малой и средней мощности (ниже 80 – 100 кВт), питание которых возможно и экономически целесообразно на напряжении 380 В.

По роду тока электроприёмники относятся к потребителям, работающим от сети переменного тока промышленной частоты (50 Гц).

Источником электроснабжения ОАО «ХСР» является энергосистема «Хакасэнерго».

Питание осуществляется от подстанции «Западная» 110/10.

1.2 Анализ предоставленных данных

Предприятие расположено в районе с умеренным климатом.

По категории надежности электроприемники относят к II категории.

Все электроприемники цеха рассчитаны на напряжение 380 В промышленной частоты 50 Гц

Стоимость электроэнергии 3,5 руб/кВт-ч

Предприятие работает в две смены.

Таблица 1.1- Ведомость электрических нагрузок ОАО «ХСР»

Наименование	Установленная суммарная мощность ЭП Р, кВт
ОАО «ХСР»	665,4
1. Административный корпус	64
2. Гараж, Парк оборудования	78
3. Цех сушки трансформаторов	478,9
4. Склад	40
5. Навес	1,5
6. Подсобное помещение	3

Таблица 1.2- Ведомость электрических нагрузок цеха сушки трансформаторов

№ п/п	Электроприемник	Мощность одного ЭП, кВт	Кол-во, шт.	Суммарная мощность ЭП, кВт
1,2	Водонагреватель ВЭО-45	45	2	90
3	Станок токарно-винторезный 1К62Д	11	1	11
4,5	Станок продольно-строгальный 7Е35	5,5	2	11
6	Станок сверлильный вертикальный 2А125	4,5	1	4,5
7	Станок фрезерный 6Н-80	5,25	1	5,25
8-10	Станок сверлильный С10Р-15П	1,5	3	4,5
11, 12	Ст-к точильно-шлиф-ый двуст-ий ЗЛ631.01	7,5	2	15
13	Станок сверлильный СУС-1	1,1	1	1,1
14	Печь для сушки силикогеля	8	1	8
15	Кран мостовой	14	1	14
16, 17	Электрический бойлер	13,5	2	27
18	Электрическая печь для сушки трансф-ов	20	1	20
19	Цеолитовая установка	20	1	20
20	Гильотина	12	1	12
21	Кромкогиб	8	1	8
22	Листогиб	7	1	7
23	Дуговой электросварочный аппарат	24	1	24
24, 25	Сварочный полуавтомат	5	2	10
26	Компрессорная установка	2	1	2
27-30	Обогреватель передвижной	18	4	72
31, 32	Станок токарно-винторезный 1К62Д	11	2	22
33	Кран-балка	7	1	7
34	Станок сверлильный вертикальный 2А125	4,5	1	4,5
35	Вентиляция	15	1	15
36, 37	Сушильная камера	32	2	64
	ИТОГО		38	478,9

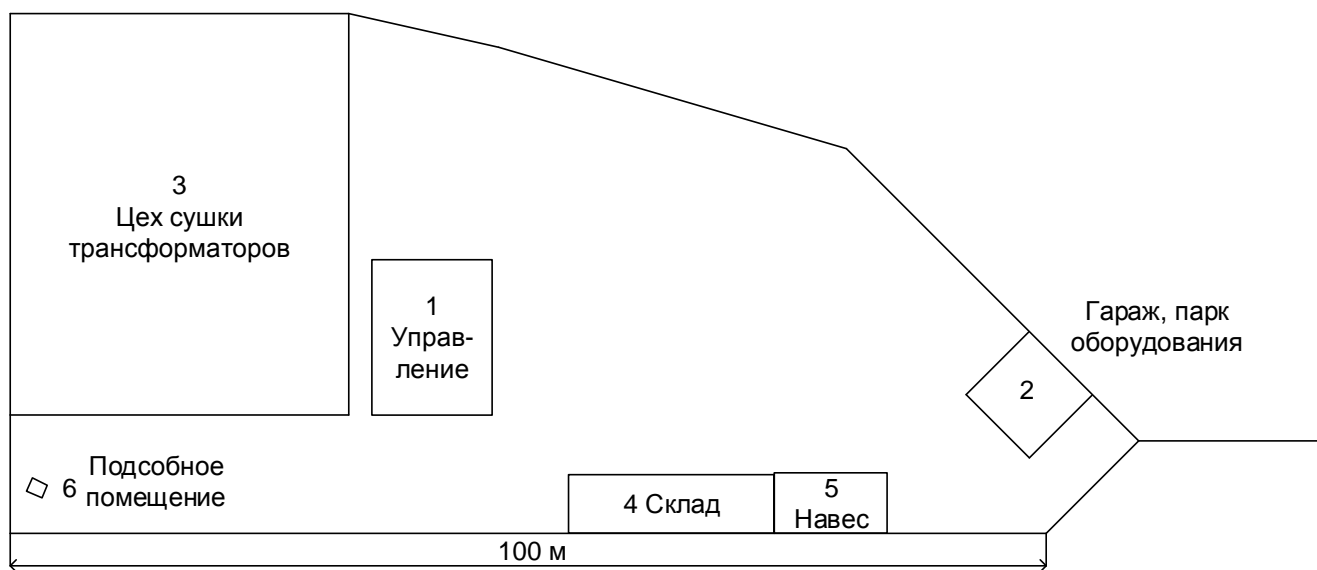


Рисунок 1.2 - Генеральный план ОАО «ХСР»

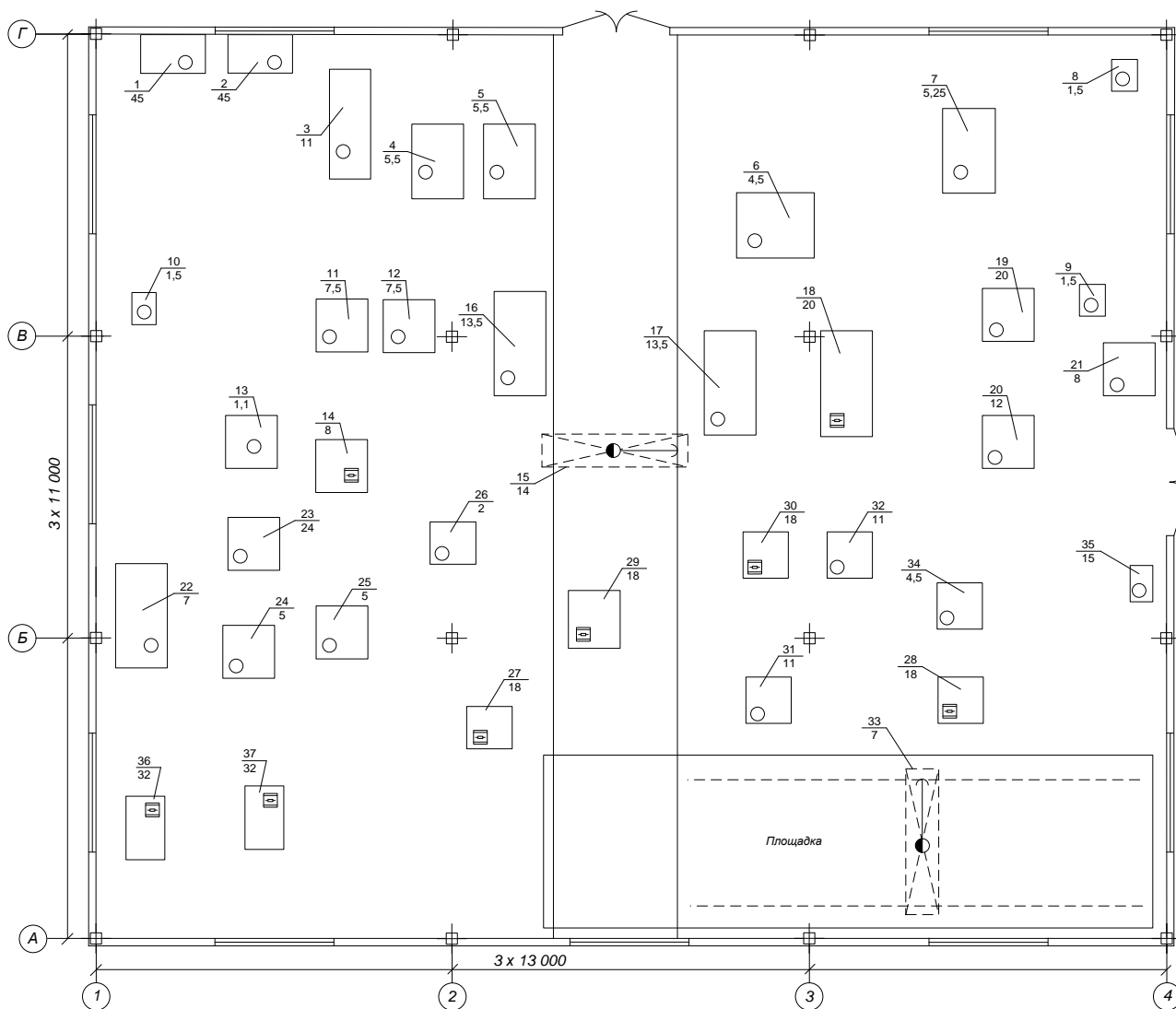


Рисунок 1.2 - План цеха сушки трансформаторов

2 Расчет электрической нагрузки предприятия

2.1 Расчет силовых электрических нагрузок цеха сушки трансформаторов

Данные об электроприемниках представлены в таблице 2.3.

По исходным данным определяется номинальная активная мощность приемника электроэнергии.

Для всех установок:

$$P_{НОМ} = P_{ПАСП} \cdot \sqrt{ПВ} \quad (1)$$

Рассчитывается активная и реактивная нагрузка, создаваемая одним приемником:

$$P_p = K_3 \cdot P_{НОМ}, \quad (1)$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}(\varphi), \quad (2)$$

где K_3 – коэффициент загрузки по активной мощности электроприемника.

Полная мощность находится из выражения:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (3)$$

Ток установки:

$$I_p = \frac{S_p}{U_{НОМ} \cdot \sqrt{3}}. \quad (4)$$

Расчет номинальной мощности, активной и реактивной мощностей первого уровня и полной мощности ЭП №1 (водонагреватель ВЭО-45).

По формулам (2.1) – (2.5) определяем:

$$P_{ПАСП} = 45 \text{ кВт}; \text{ ПВ} = 1; \cos \phi = 0.95; K_3 = 0.9.$$

$$P_{НОМ} = \sqrt{ПВ} \cdot P_{ПАСП} = \sqrt{1} \cdot 45 = 45 \text{ кВт};$$

$$P_{м1} = K_3 \cdot P_{НОМ} = 0.9 \cdot 45 = 40.5 \text{ кВт};$$

$$Q_{м1} = P_{м1} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 40.5 \cdot \operatorname{tg}(\arccos(0.95)) = 13.31 \text{ кВар}.$$

$$S_M = \sqrt{40.5^2 + 13.31^2} = 42.63, \quad I_M = \frac{42.63}{\sqrt{3} \cdot 0.38} = 64.77 \text{ А}$$

Для остальных электроприемников расчеты аналогичны, запишем результаты в таблицу 2.3.

Таблица 2.3- Ведомость электрической нагрузки цеха сушки трансформаторов

№	наименование электроприемников	$P_{расп},$ кВт	$\cos(\varphi)_{пас}$ п, о.е.	ПВ	Кз	$P_{ном},$ кВт	$P_p = P_{ном}$ $* K_z, \text{ кВт}$	$Q_p = P_p * \text{tg}$ (f), кВАр	$S_p, \text{ кВА}$	$I_p, \text{ А}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Водонагреватель ВЭО-45	45	0,95	1	0,9	45,00	40,50	13,31	42,63	64,77
2	Водонагреватель ВЭО-45	45	0,95	1	0,9	45,00	40,50	13,31	42,63	64,77
3	Станок токарно- винторезный 1К62Д	11	0,5	1	0,9	11,00	9,90	17,15	19,80	30,08
4	Станок продольно- строгальный 7Е35	5,5	0,5	1	0,9	5,50	4,95	8,57	9,90	15,04
5	Станок продольно- строгальный 7Е35	5,5	0,5	1	0,9	5,50	4,95	8,57	9,90	15,04
6	Станок сверлильный вертикальный 2А125	4,5	0,5	1	0,9	4,50	4,05	7,01	8,10	12,31
7	Станок фрезерный 6Н-80	5,25	0,6	1	0,9	5,25	4,73	6,30	7,88	11,96
8	Станок сверлильный С10Р- 15П	1,5	0,6	1	0,9	1,50	1,35	1,80	2,25	3,42
9	Станок сверлильный С10Р- 15П	1,5	0,6	1	0,9	1,50	1,35	1,80	2,25	3,42
10	Станок сверлильный С10Р- 15П	1,5	0,6	1	0,9	1,50	1,35	1,80	2,25	3,42
11	Станок точильно- шлифовальный двусторонний ЗЛ631.01	7,5	0,55	1	0,9	7,50	6,75	10,25	12,27	18,65
12	Станок точильно- шлифовальный двусторонний ЗЛ631.01	7,5	0,55	1	0,9	7,50	6,75	10,25	12,27	18,65
13	Станок сверлильный СУС-1	1,1	0,6	1	0,9	1,10	0,99	1,32	1,65	2,51
14	Печь для сушки силикогеля	8	0,95	1	0,9	8,00	7,20	2,37	7,58	11,52
15	Кран мостовой	14	0,45	0,4	0,75	8,85	6,64	13,18	14,76	22,42
16	Электрический бойлер	13,5	0,95	1	0,9	13,50	12,15	3,99	12,79	19,43
17	Электрический бойлер	13,5	0,95	1	0,9	13,50	12,15	3,99	12,79	19,43
18	Электрическая печь для сушки трансформаторов	20	0,95	1	0,9	20,00	18,00	5,92	18,95	28,79
19	Цеолитовая установка	20	0,8	1	0,9	20,00	18,00	13,50	22,50	34,19
20	Гильотина	12	0,5	1	0,9	12,00	10,80	18,71	21,60	32,82
21	Кромкогиб	8	0,5	1	0,9	8,00	7,20	12,47	14,40	21,88
22	Листогиб	7	0,5	1	0,9	7,00	6,30	10,91	12,60	19,14
23	Дуговой электросварочный аппарат	24	0,4	1	0,9	24,00	21,60	49,49	54,00	82,04
24	Сварочный полуавтомат	5	0,5	1	0,9	5,00	4,50	7,79	9,00	13,67
25	Сварочный полуавтомат	5	0,5	1	0,9	5,00	4,50	7,79	9,00	13,67
26	Компрессорная установка	2	0,8	1	0,9	2,00	1,80	1,35	2,25	3,42
27	Обогреватель передвижной	18	0,9	1	0,9	18,00	16,20	7,85	18,00	27,35

Окончание таблицы 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
28	Обогреватель передвижной	18	0,9	1	0,9	18,00	16,20	7,85	18,00	27,35
29	Обогреватель передвижной	18	0,9	1	0,9	18,00	16,20	7,85	18,00	27,35
30	Обогреватель передвижной	18	0,9	1	0,9	18,00	16,20	7,85	18,00	27,35
31	Станок токарно-винторезный 1К62Д	11	0,6	1	0,9	11,00	9,90	13,20	16,50	25,07
32	Станок токарно-винторезный 1К62Д	11	0,6	1	0,9	11,00	9,90	13,20	16,50	25,07
33	Кран-балка	7	0,45	0,4	0,75	4,43	3,32	6,59	7,38	11,21
34	Станок сверлильный вертикальный 2А125	4,5	0,6	1	0,9	4,50	4,05	5,40	6,75	10,26
35	Вентиляция	15	0,8	1	0,9	15,00	13,50	10,13	16,88	25,64
36	Сушильная камера	32	0,95	1	0,9	32,00	28,80	9,47	30,32	46,06
37	Сушильная камера	32	0,95	1	0,9	32,00	28,80	9,47	30,32	46,06

При расчетах электрических нагрузок используются специальные таблицы (см.табл. 2.4). Эта таблица является сводной как при подсчете силовых нагрузок по отдельным узлам сети, так и на шинах ТП. На данном этапе проектирования необходимо определить нагрузку на шинах вводного распределительного устройства подробно проектируемого цеха.

Произведем расчет электрической нагрузки цеха сушки трансформаторов

№	наименование узлов питания и групп электроприемников	количество электроприемников рабочих/резервных	установленная мощность приведенная к ПВ=100%, кВт		коэффициент использования, К _и	cos(f)/tg(f)	средняя нагрузка за максимально нагруженную смену		эффективное число электроприемников, пэ=2*Р _{ном_сум} /Р _{ном_макс}	коэффициент максимума, К _м	максимальная расчетная нагрузка			I _м , А
			Р _{ном} одного электроприемника (наибольшего - наименьшего)	Р _{ном} общая рабочих/ резервных			Р _{см} =К _и *Р _{ном} , кВт	Q _{см} =Р _{см} *tg(f), кВАр			Р _м =К _м *Р _{см} , кВт	Q _м =(1.0...1.1)Q _{см} , кВАр	S _м , кВА	

Рисунок 2.1 – Таблица для расчета электрических нагрузок

В графу 2 записываем наименование электроприемника.

В графе 3 в записываем число электроприемников.

В графу 4 по каждой группе записываются: в случае одинаковой мощности электроприемников – мощность одного электроприемника, в случае группы электроприемников разной мощности в графу через дефис записываем мощность наибольшего и наименьшего приемника в кВт, приведенная к ПВ=100% с учетом коэффициента загрузки. Следует отметить тот момент что для многодвигательных электроприемников номинальная мощность будет состоять из суммы двух наиболее мощных двигателей электроприемника.

В графу 5 в виде дроби записывается: в числителе суммарная приведенная к ПВ=100% установленная мощность только рабочих электроприемников в кВт.

В графу 6 записываем значение величины m равной отношению мощности наиболее мощного электроприемника к мощности наименее мощного электроприемника в группе.

В графы 7 и 8 записываются соответственно коэффициенты использования и коэффициенты мощности для групп электроприемников.

В графу 9 записываем среднюю активную нагрузку за наиболее загруженную смену для каждой группы электроприемников определяемую по формуле:

$$P_{cm} = K_{и} \cdot (\text{графа7}) \cdot P_{ном}(\text{графа5}), \text{ кВт.} \quad (5)$$

В графу 10 записываем среднюю реактивную нагрузку за наиболее загруженную смену в кВАр, определяемую по формуле:

$$Q_{cm} = P_{cm}(\text{графа9}) \cdot \text{tg}(\arccos(\cos(\varphi)))(\text{графа8}), \quad (6)$$

формула несколько видоизменена с целью упрощения (автоматизации) расчетов в среде MS EXCEL.

В графу 6 заносится отношение максимальной и минимальной мощностей электроприемников по всему распределительному пункту, поскольку оно явно больше трех, то в графу записываем >3 .

В графы 7 и 8 заносятся значения средневзвешенных коэффициентов мощности и использования, определяемые по формулам:

$$\cos(\varphi)_{срвзв} = \frac{\sum \cos(\varphi)_i \cdot P_{номi}}{\sum P_{номi}}, \quad K_{исрвзв} = \frac{\sum K_{иi} \cdot P_{номi}}{\sum P_{номi}}, \quad (7)$$

где индекс «i» обозначает номер группы (а не электроприемника), $P_{номi}$ – в данном случае суммарная номинальная мощность «i-той» группы электроприемников в расчетном узле. Графы 9 и 10 (средние активная и реактивная нагрузки в кВт и кВАр) подсчитываются аналогично как у групп электроприемников.

В графе 11 определяем значение эффективного числа групп электроприемников.

$$n_{э} = \frac{[\sum P_{номi}]^2}{\sum P_{номi}^2}, \quad (8)$$

где индекс «i» обозначает номер электроприемника. В графе 12 записываем коэффициент максимума, определяемый в зависимости от эффективного числа электроприемников и средневзвешенного коэффициента использования. Определяем коэффициент K_m по таб. 2,1 [2. стр.6].

В графе 13 определяется максимальная активная нагрузка от силовых электроприемников узла, по формуле:

$$P_M = K_M(\text{графа12}) \cdot P_{CM}(\text{графа9}), \text{ кВт.} \quad (9)$$

В графе 14 определяется значение реактивной нагрузки от силовых электроприемников. Поскольку $n_3=22,5 \approx 23 > 10$, то

$$Q_M = Q_{CM}, \text{ кВАр.} \quad (10)$$

В графе 15 определяется максимальная полная нагрузка от силовых электроприемников по формуле:

$$S_M = \sqrt{P_M^2 + Q_M^2}, \text{ кВА.} \quad (11)$$

В графе 16 определяется максимальное значение токовой нагрузки, определяемой по формуле:

$$I_M = \frac{S_M}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \text{ А.} \quad (12)$$

Таблица 2.4. Расчет нагрузки цеха сушки трансформаторов

№	наименование электроприемников	количество электроприемников	установленная мощность приведенная к ПВ=100%, кВт		m=P _{ном_макс} /P _{ном_мин}	коэффициент использования, K _и	cos(f)/tg(f)	средняя нагрузка за максимально нагруженную смену		эффективное число эп, пэ=2*P _{ном_сум} /P _{ном_макс}	коэффициент максимума, K _м	максимальная расчетная нагрузка		
			P _{ном} одного электроприемника (наибольшего - наименьшего)	P _{ном} общая рабочих				P _{см} =K _и *P _{ном} , кВт	Q _{см} =P _{см} *tg(f), кВАр			P _м =K _м *P _{см} , кВт	Q _м =(1.0...1.1)Q _{см} , кВАр	S _м , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1,2	Водонагреватель ВЭО-45	2	45	90		0,55	0,95	49,5	16,27					
3	Станок токарно- винторезный 1К62Д	1	11	11		0,14	0,5	1,54	2,67					
4,5	Станок продольно- строгальный 7Е35	2	5,5	11		0,14	0,5	1,54	2,67					
6	Станок сверлильный вертикальный 2А125	1	4,5	4,5		0,14	0,5	0,63	1,09					
7	Станок фрезерный 6Н-80	1	5,25	5,25		0,16	0,6	0,84	1,12					
8-10	Станок сверлильный С10Р-15П	3	1,5	4,5		0,16	0,6	0,72	0,96					

Продолжение таблицы 2.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
11, 12	Станок точильно-шлифовальный двусторонний ЗЛ631.01	2	7,5	15		0,15	0,55	2,25	3,42					
13	Станок сверлильный СУС-1	1	1,1	1,1		0,16	0,6	0,18	0,23					
14	Печь для сушки силикогеля	1	8	8		0,8	0,95	6,4	2,10					
15	Кран мостовой	1	8,85 (с учетом ПВ 40%)	8,85		0,06	0,45	0,53	1,05					
16, 17	Электрический бойлер	2	13,5	27		0,55	0,95	14,85	4,88					
18	Электрическая печь для сушки трансформаторов	1	20	20		0,8	0,95	16	5,26					
19	Цеолитовая установка	1	20	20		0,5	0,8	10	7,50					
20	Гильотина	1	12	12		0,13	0,5	1,56	2,70					
21	Кромкогиб	1	8	8		0,36	0,5	2,88	4,99					
22	Листогиб	1	7	7		0,36	0,5	2,52	4,36					
23	Дуговой электросварочный аппарат	1	24	24		0,2	0,4	4,8	11,00					
24, 25	Сварочный полуавтомат	2	5	10		0,4	0,5	4	6,93					
26	Компрессорная установка	1	2	2		0,65	0,8	1,3	0,98					
27-30	Обогреватель передвижной	4	18	72		0,7	0,9	50,4	24,41					
31, 32	Станок токарно-винторезный 1К62Д	2	11	22		0,16	0,6	3,52	4,69					
33	Кран-балка	1	4,43 (с учетом ПВ 40%)	4,43		0,06	0,45	0,2656 31	0,53					
34	Станок сверлильный вертикальный 2А125	1	4,5	4,5		0,16	0,6	0,72	0,96					
35	Вентиляция	1	15	15		0,65	0,8	9,75	7,31					
36, 37	Сушильная камера	2	32	64		0,8	0,95	51,2	16,83					
	Итого	38		471,13	$m>3$	0,45	0,87	210,84	119,78	20,9	$1,18$	248,79	$119,78$	276,13

2.2 Расчет силовой электрической нагрузки методом коэффициентов использования и спроса

Расчетные электрические нагрузки для всех цехов предприятия (кроме цеха, электроснабжение которого разрабатывается подробно) определяются по установленной мощности и коэффициенту спроса.

Произведем расчет для административного корпуса (обозначение 1 по генплану), для остальных цехов запишем результаты в таблицу 2.5.

Средние (активные и реактивные) мощности за наиболее загруженную смену определим по выражениям:

$$P_{cm} = k_u \cdot P_{уст} = 0,75 \cdot 64 = 48 \text{ кВт}; \quad (13)$$

$$Q_{cm} = P_{cm} \cdot \operatorname{tg}(\arccos(0.9)) = 48 \cdot 0.48 = 23.2 \text{ кВАр}. \quad (14)$$

где $K_u = 0,75$ [2, приложения 6]

Определим полную мощность за максимально загруженную смену:

$$S_{cm} = \sqrt{P_{cm}^2 + Q_{cm}^2} = \sqrt{48^2 + 23.2^2} = 53.3 \text{ кВА}. \quad (15)$$

Расчетная нагрузка (активная и реактивная) приемников каждого цеха определяется из выражений

$$P_M = k_c \cdot P_H = 0.85 \cdot 64 = 54.4 \text{ кВт}; \quad (16)$$

$$Q_M = Q_{cm} = 23.2 \text{ кВАр}. \quad (17)$$

Определим полную расчетную мощность:

$$S_M = \sqrt{P_M^2 + Q_M^2} = \sqrt{54.4^2 + 23.2^2} = 59.2 \text{ кВА}. \quad (18)$$

где k_c - коэффициент спроса данной характерной группы приемников, принимаемый по справочным материалам [2, приложения]; P_H - суммарная установленная мощность всех приемников цеха, принимаемая по исходным данным; $\operatorname{tg} \varphi$ - соответствует характерному для данной группы приемников; $\cos \varphi$, определяется по справочным материалам.

Расчетные данные по оставшемуся цехам сведем в таблицу 2.5.

Таблица 2.5- Расчет электрической нагрузки на напряжении ниже 1000 В

№ по генплану	Наименование потребителя	Установленная мощность цехов, кВт.	коэффициент использования, K_u	коэффициент спроса, K_c	$\cos(\varphi)$	$\tg(\varphi)$	средняя нагрузка за максимально нагруженную смену			максимальная расчетная нагрузка		
		Суммарная Руст, кВт					$P_{см}$, кВт	$Q_{см}$ кВАр	$S_{см}$ на шинах до 1000 В, кВА	P_m , кВт	Q_m кВАр	S_m на шинах до 1000 В, кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Административный корпус	64,0	0,8	0,9	0,9	0,48	51,2	24,8	56,9	57,6	24,8	62,7
2	Гараж, Парк оборудования	78,0	0,35	0,45	0,9	0,48	27,3	13,2	30,3	35,1	13,2	37,5
3	Цех сушки тр-ов	506,1	0,45	0,55	0,87	0,57	210,84	119,78	242,49	248,79	119,78	276,13
4	Склад	40,0	0,25	0,35	0,9	0,48	10,0	4,8	11,1	14,0	4,8	14,8
5	Навес	1,5	0,25	0,35	0,8	0,75	0,4	0,3	0,5	0,5	0,3	0,6
6	Подсобное помещение	3,0	0,25	0,35	0,9	0,48	0,8	0,4	0,8	1,1	0,4	1,1
	Итого						300,5	163,3	342,1	357,1	163,3	392,9

2.3 Расчет осветительных установок

2.3.1 Расчет осветительной установки цеха сушки трансформаторов методом коэффициента использования светового потока

Расчёт рабочего освещения

Размещение светильников определяется следующими размерами:

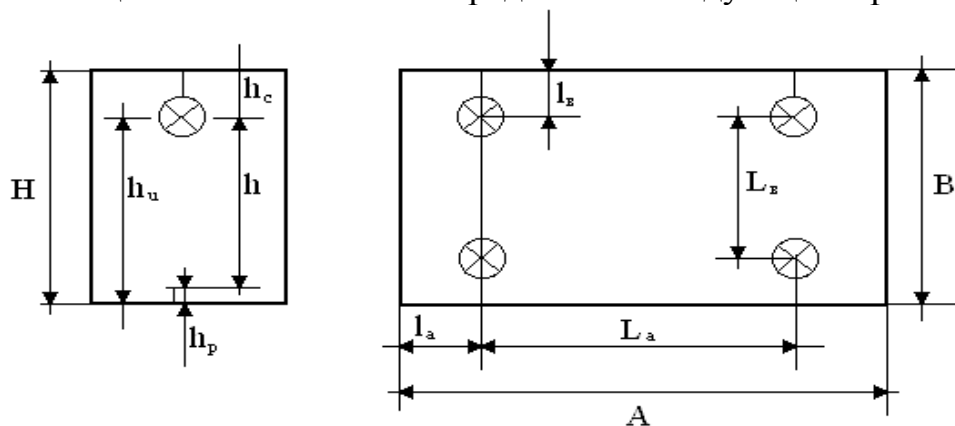


Рисунок 2.2 – Схема размещения светильников

h_c – высота подвески светильников, м; h_p – высота рабочей поверхности, м; h_u – высота подвеса светильников над полом, м; h – расчетная высота, м; H – высота здания, м; L_a – расстояние от стенки до светильников в поперечной оси, м; L_b – расстояние от стенки до светильников в продольной оси, м; L_a – расстояние

между светильниками в продольной оси, м; L_B – расстояние между светильниками в поперечной оси, м; A – длина помещения, м; B – ширина помещения, м.

Задачей расчета осветительной установки является определение числа и мощности источника света или определение фактической освещенности, создаваемой спроектированной установкой.

Расчет освещения выполняется методом коэффициента использования светового потока, т.к. нет крупных затеняющих предметов.

Определим тип, количество и расположение светильников рабочего освещения цеха сушки трансформаторов.

Определяем габариты помещения: длина $A=39$ м, ширина $B=33$ м, высота помещения составляет $H=10$ м. Исходя из высоты помещения определяем тип светильников – РСП (светильник для диодных ламп СЛ, подвесной, для промышленных предприятий), например, примем светильник РСП05.

Задаемся величинами:

высота рабочей поверхности над полом $h_p=0,8$ м;

величина подвеса светильника $h_c=0,5$ м.

Определяем высоту светильников над рабочей поверхностью:

$$h = H - h_p - h_c = 10 - 0,8 - 0,5 = 8,7 \text{ м.} \quad (19)$$

Для принятого светильника находим значение $\lambda_{\text{э}}$ - отношение расстояния между светильниками или рядами светильников. По табл.10.4 [1, стр 260] принимаем $\lambda_{\text{э}}=1$,

$$\lambda_{\text{э}} = \frac{L_A}{h} \quad (20)$$

Из выражения (23) находится L_A :

$$L_A = \lambda_{\text{э}} \cdot h = 1 \cdot 8,7 = 8,7 \approx 8 \text{ м} \quad (21)$$

При $L_A=8$ м, в ряду можно разместить 5 светильников, расстояние до стены можно определить по формуле: $l_A = (A - L_A \cdot (N_A - 1)) / 2 = (39 - 8 \cdot 4) / 2 = 3,5$ м.

Принимаем число рядов равным 4, тогда $L_B=8$ м; $L_A / L_B = 8/8 = 1 < 1,5$; где 1,5 – это рекомендованное число, за которое не должно выходить отношение L_A / L_B ([1, стр 261]).

При $L_B=8$ м, и количестве рядов 3, расстояние от стены можно до ряда определить по формуле: $l_B = (B - L_B \cdot (n - 1)) / 2 = (33 - 8 \cdot 3) / 2 = 4,5$ м, где n – количество рядов.

Число светильников в цехе принимаем равным 20. Размещение светильников показано на рисунке 2.4.

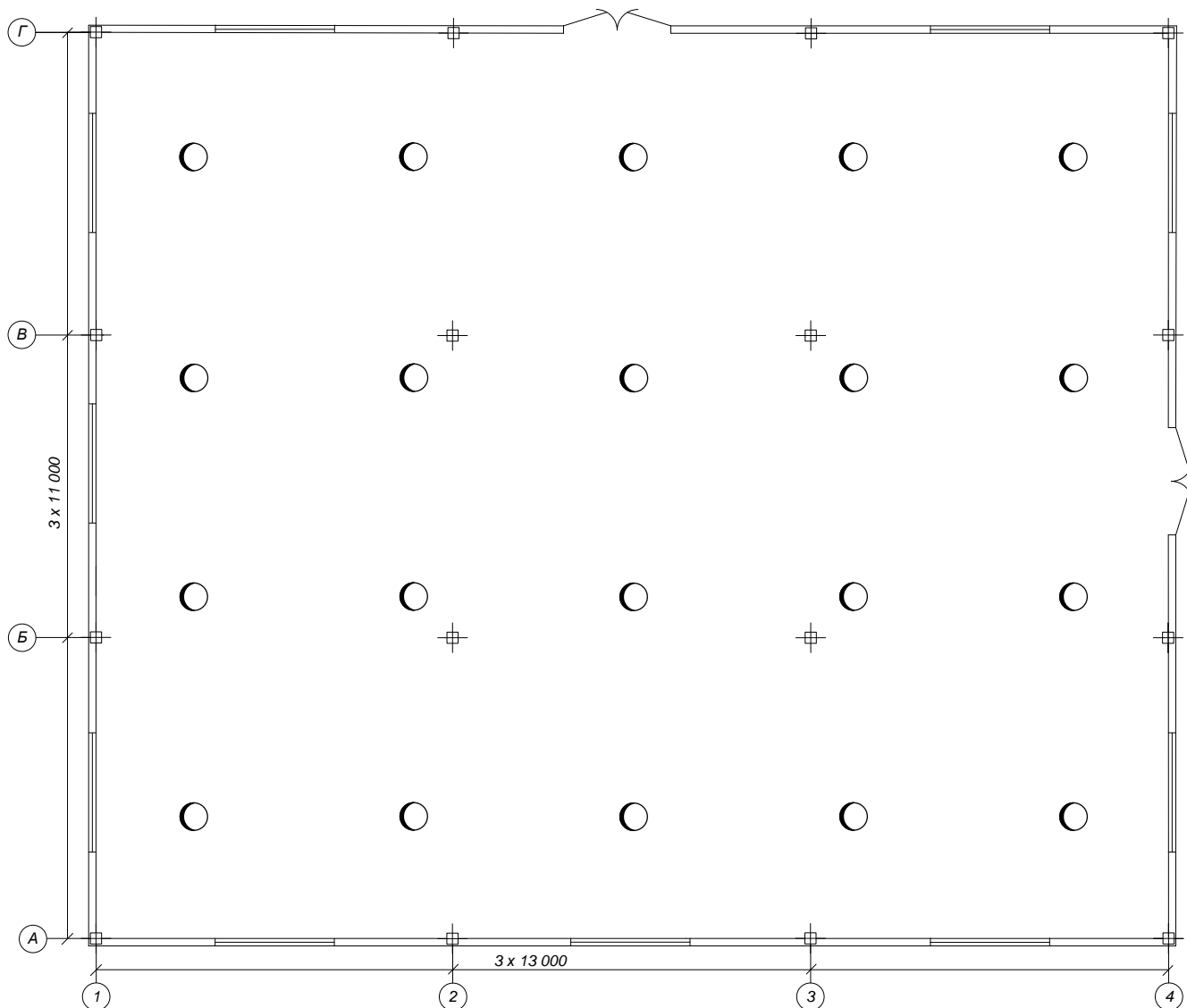


Рисунок 2.4 - Размещение рабочего освещения цеха сушки трансформаторов

Определяем индекс помещения:

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)} = \frac{39 \cdot 33}{8,7 \cdot (39 + 33)} = 2,06. \quad (22)$$

Определяем коэффициенты отражения потолка стен и пола по табл. 5-1 [7. стр. 126] – $P_{\text{п}}=50\%$, $P_{\text{с}}=30\%$, $P_{\text{р}}=10\%$ для цеховых помещений.

Используя найденные значения коэффициентов отражения поверхностей и вычисленный индекс помещения по таб. 5-9 [7. стр.134] определяем η - коэффициент использования светового потока источника света. $\eta=0,72$ для светильника РСП05.

Определяем норму освещенности по таб. 4-4 [7. стр. 102]. Для части цеха в котором производятся основные производственные работы принимаем норму освещенности $E_{\text{н}}=200$ лк.

Определяем световой поток от одного светильника, необходимый для создания нормы освещенности:

$$\Phi_{об} = \frac{E_H \cdot K_{зап} \cdot A \cdot B \cdot z}{\eta \cdot N_C} = \frac{200 \cdot 1.5 \cdot 39 \cdot 33 \cdot 1.15}{0.72 \cdot 20} = 30834, \text{ лм}, \quad (23)$$

В этой формуле N_L – число ламп в светильнике, N_C – количество светильников, по одной лампе в светильнике.

Где $K_{зап}=1,5$ – принимается для ламп СЛи накаливания, z – коэффициент минимальной освещенности, принимается равным 1,15 для ламп накаливания и СЛ и 1,1 для люминесцентных ламп.

Используем в светильнике лампу СЛ 150 мощностью 150 Вт с номинальным световым потоком лампы $\Phi_L=24000$ лм (60 Лм на Ватт).

Определим фактический световой поток, создаваемый принятым количеством светильников:

$$\Phi = N_C \cdot N_L \cdot \Phi_L = 20 \cdot 1 \cdot 24000 = 480000, \text{ лм}. \quad (24)$$

Сравниваем фактическое значение светового потока с общим необходимым световым потоком:

$$\Delta\Phi_{\%} = \frac{\Phi - \Phi_{общ}}{\Phi_{общ}} \cdot 100\% = \frac{24000 - 30834}{30834} \cdot 100\% = -22\%. \quad (25)$$

Отклонение фактического светового потока составляет -22% . Согласно [7] отклонение фактического светового потока от расчетного должно находиться в пределах $-10\% \dots +20\%$. Исходя из выше сказанного, делаем вывод что 20 светильников в цеху не достаточно для обеспечения нормы светового потока, увеличим число светильников в ряду с 5 до 6 штук. Произведем пересчеты формул (2.26) и (2.27):

$$\Phi_{об} = \frac{E_H \cdot K_{зап} \cdot A \cdot B \cdot z}{\eta \cdot N_C} = \frac{200 \cdot 1.5 \cdot 39 \cdot 33 \cdot 1.15}{0.72 \cdot 24} = 25695.3$$

$$\Delta\Phi_{\%} = \frac{\Phi - \Phi_{общ}}{\Phi_{общ}} \cdot 100\% = \frac{24000 - 25695.3}{25695.3} \cdot 100\% = -6.6\%$$

Отклонение фактического светового потока составляет -6.6% . Согласно [7] отклонение фактического светового потока от расчетного должно находиться в пределах $-10\% \dots +20\%$. Исходя из выше сказанного, делаем вывод что 24 светильника для обеспечения нормы светового потока будет достаточно, план расположения светильников в цеху:

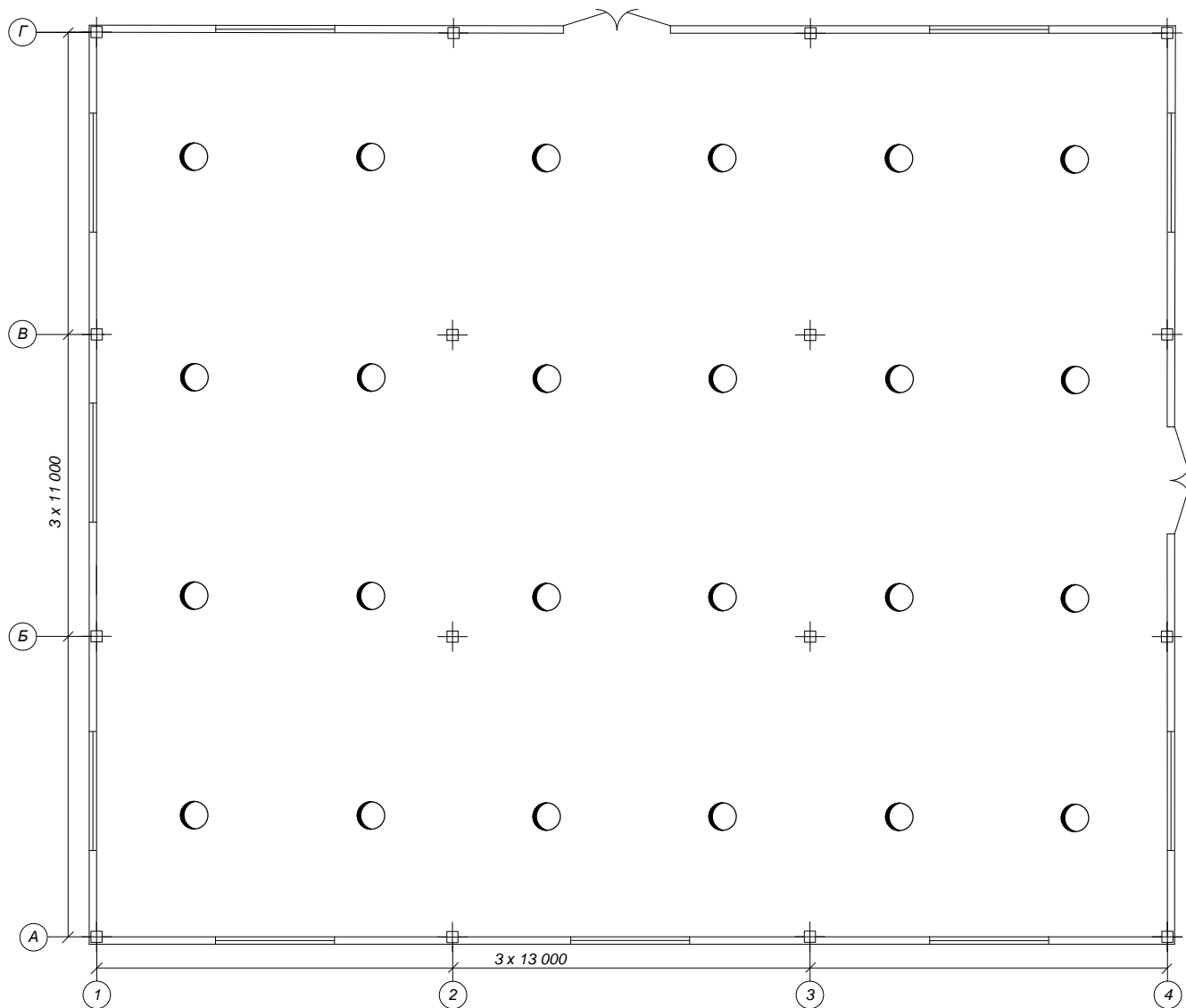


Рисунок 2.5 - Размещение рабочего освещения цеха сушки трансформаторов

Расчёт аварийного освещения

Определим тип количество и расположение светильников эвакуационного освещения цеха сушки трансформаторов.

Исходя из высоты помещения определяем тип светильников – НПП (светильник для ламп накаливания, настенный, для промышленных предприятий), например, примем светильник НПП01, имеющих полуширокую типовую кривую силы света.

Задаемся величинами:

высота рабочей поверхности над полом $h_p = 0,8\text{ м}$;

величина подвеса светильника $h_c = 7,5\text{ м}$.

Определяем высоту светильников над рабочей поверхностью:

$$h = H - h_p - h_c = 10 - 0,8 - 7,5 = 1,7, \text{ м.}$$

Данный тип светильника выбран ввиду невозможности установить светильники аварийного освещения на потолке помещения (высота 10 м), светильники принимаются настенного исполнения и располагаются по периметру производственного помещения.

Число светильников в цехе принимаем равным 12 исходя из расчета общего светового потока, создаваемым всеми светильниками. Размещение светильников показано на рисунке 2.6.

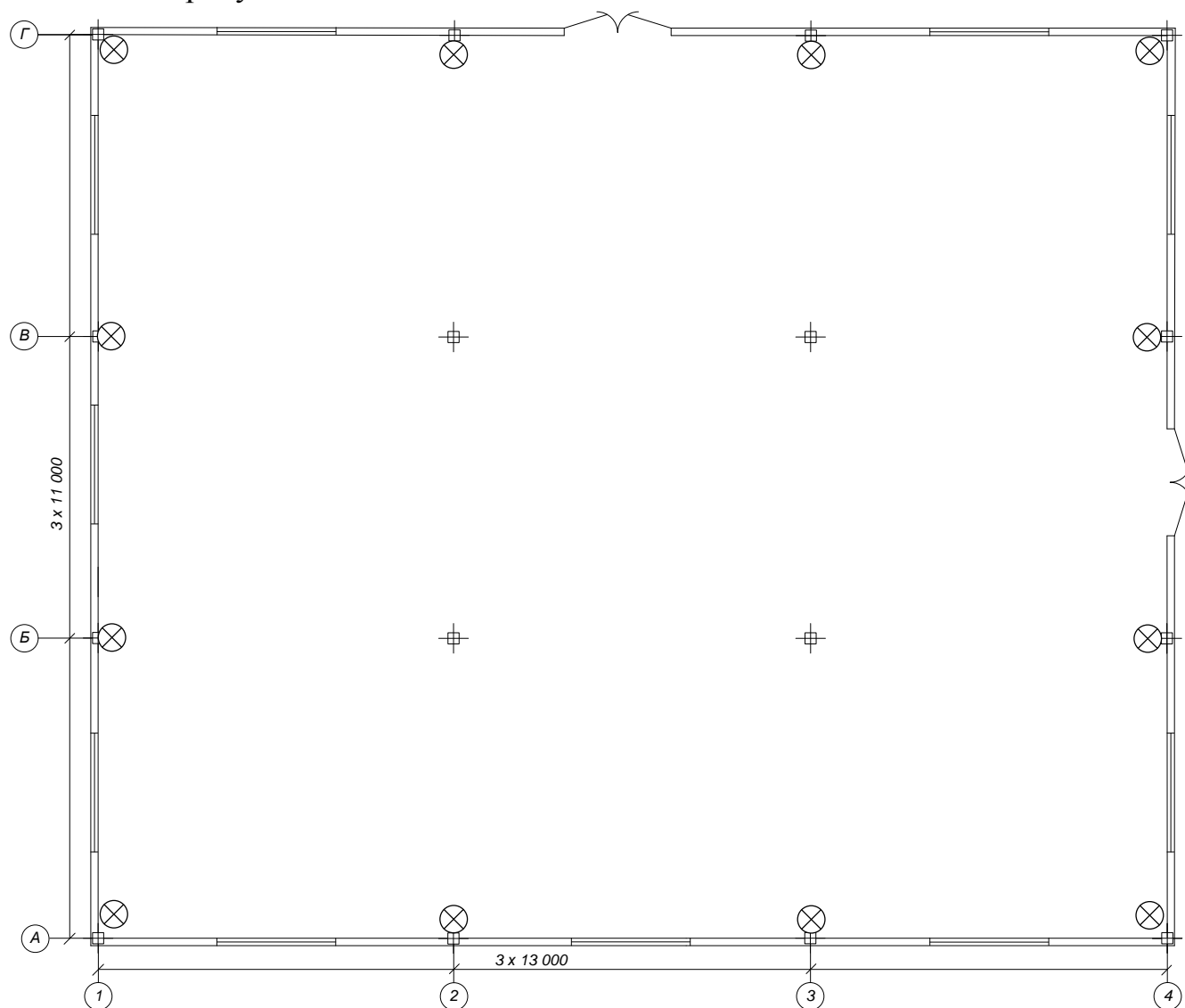


Рисунок 2.6 - Размещение аварийного освещения цеха сушки трансформаторов

Определяем индекс помещения:

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)} = \frac{39 \cdot 33}{8,7 \cdot (39 + 33)} = 2,06. \quad (26)$$

Определяем коэффициенты отражения потолка стен и пола по табл. 5-1 [7. стр. 126] – $P_{\text{п}}=50\%$, $P_{\text{с}}=30\%$, $P_{\text{р}}=10\%$ для цеховых помещений.

Используя найденные значения коэффициентов отражения поверхностей и вычисленный индекс помещения по табл. 5-9 [7. стр.134] определяем η -

коэффициент использования светового потока источника света. $\eta=0,48$ для светильника НПП01.

Определяем норму освещенности по таб. 4-4 [7. стр. 102]. Для части цеха в котором производятся основные производственные работы принимаем норму освещенности $E_{\Sigma}=0,05 \cdot E_{РАБ}=200 \cdot 0,05=10$ лк.

Определяем световой поток от одного светильника, необходимый для создания нормы освещенности:

$$\Phi_{об} = \frac{E_H \cdot K_{злп} \cdot A \cdot B \cdot z}{\eta \cdot N_c} = \frac{10 \cdot 1,5 \cdot 39 \cdot 33 \cdot 1,1}{0,48 \cdot 12} = 3686,7 \text{ лм}, \quad (27)$$

В этой формуле $N_{л}$ – число ламп в светильнике, N_c – количество светильников, по одной лампе в светильнике.

Где $K_{злп}=1,5$ – принимается для ламп СЛ и накаливания, z – коэффициент минимальной освещенности, принимается равным 1,15 для ламп накаливания и СЛ и 1,1 для люминесцентных ламп.

Используем в светильнике энергосберегающую лампу ЭСЛ-4036 65w, E27 (4200K) тип 4U мощностью 65 Вт с номинальным световым потоком лампы $\Phi_{л}=3900$ лм.

Определим фактический световой поток, создаваемый принятым количеством светильников:

$$\Phi = N_c \cdot N_{л} \cdot \Phi_{л} = 12 \cdot 1 \cdot 3900 = 46800 \text{ лм}. \quad (28)$$

Сравниваем фактическое значение светового потока с общим необходимым световым потоком:

$$\Delta \Phi_{\%} = \frac{\Phi - \Phi_{общ}}{\Phi_{общ}} \cdot 100\% = \frac{3900 - 3686,7}{3686,7} \cdot 100\% = 5,8\%. \quad (29)$$

Отклонение фактического светового потока составляет 5,8%. Согласно [7] отклонение фактического светового потока от расчетного должно находиться в пределах $-10\% \dots +20\%$. Исходя из выше сказанного окончательно принимаем выбранный тип и количество светильников.

2.3.2 Расчет осветительных установок прочих цехов методом удельной нагрузки на единицу площади площади цеха

Для расчета осветительной нагрузки определим удельную нагрузку цеха сушки трансформаторов, для этого определим установленную мощность освещения:

$$P_{уст} = N_C \cdot N_L \cdot P_L = 24 \cdot 1 \cdot 150 = 3600 \text{ Вт.} \quad (30)$$

В этой формуле N_L – число ламп в светильнике, N_C – количество светильников, по одной лампе в светильнике.

Определим активную расчетную нагрузку освещения:

$$P_{p.o.} = P_{уст} \cdot K_{ППА} = 3600 \cdot 1,1 = 3960 \text{ Вт.} \quad (31)$$

В этой формуле $K_{пра} = 1,1$ коэффициент учитывающий потери мощности в пускорегулирующей аппаратуре, $K_c = 0,95$ (для производственных зданий) – коэффициент спроса.

Определим реактивную расчетную нагрузку освещения:

$$Q_{p.o.} = P_{p.o.} \cdot \operatorname{tg}(\arccos(0,59)) = 3960 \cdot 1,368 = 5417,3 \text{ ВАр.} \quad (32)$$

Тогда полная удельная нагрузка освещения может быть определена по:

$$\sigma_3 = \frac{\sqrt{Q_{p.o.}^2 + P_{p.o.}^2}}{F_3} = \frac{\sqrt{5417,3^2 + 3960^2}}{1287} = 5,2 \text{ ВА/м}^2. \quad (33)$$

где F_3 – площадь цеха, индекс 3 означает что удельная нагрузка рассчитана для третьего цеха по генплану.

Зная удельную нагрузку освещения подробно проектируемого цеха определим расчетные нагрузки освещения для остальных цехов предприятия. Например, рассчитаем нагрузку освещения для первого по генплану здания, административного корпуса. Пересчитаем удельную нагрузку исходя из минимальной рекомендуемой освещенности цеха.

$$\sigma_1 = \sigma_3 \cdot \frac{E_{H1}}{E_{H3}} = 5,2 \cdot \frac{300}{200} = 7,8 \text{ ВА/м}^2. \quad (34)$$

В этой формуле $E_{H1} = 300$ Л – рекомендуемая освещенность административного корпуса.

Расчетная нагрузка освещения:

$$S_{p.o.} = \sigma_1 \cdot K_C \cdot F_1 / 1000 = 7,8 \cdot 0,95 \cdot 180 / 1000 = 1,33 \text{ кВА.} \quad (35)$$

Расчеты для других цехов занесем в таблицу 2.6.

Таблица 2.6- Расчетная нагрузка освещения всех цехов

№ по генплану	Наименование потребителя	норма освещенности E _{min} , Лк	Площадь цеха F, м ²	коэффициент спроса, K _C	Удельная нагрузка освещения σ, ВА/м ²	Расчетная активная нагрузка освещения P _i , кВт	Расчетная реактивная нагрузка освещения Q _i , кВАр	Расчетная полная нагрузка освещения S _i , кВА	Cos (φ)
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	ХСР								
1	Административный корпус	300	180	0,95	7,8	3,28	1,40	1,33	0,92
2	Гараж, Парк оборудования	100	72	0,9	6,95	0,27	0,36	0,45	0,59
3	Цех об-ки материалов и сушки тр-ов	200	1287	0,9	5,2	9,50	13,00	16,10	0,59
4	Склад	50	110	0,6	3,48	0,14	0,19	0,23	0,59
5	Навес	50	66	0,6	3,48	0,08	0,11	0,14	0,59
6	Подсобное помещение	100	9	0,6	6,95	0,03	0,01	0,04	0,92
	Итого					13,30	15,08	20,53	

2.4 Расчет активной и реактивной нагрузки предприятия

Суммарные расчетные активные и реактивные нагрузки потребителей до 1000В за максимально загруженную смену в целом по предприятию определяются суммированием соответствующих нагрузок всех цехов с учетом расчетной нагрузки освещения, потерь мощности в трансформаторах цеховых подстанций и потерь в высоковольтной линии. Потери ниже мощности 1000В определяются с учетом нагрузки на освещение.

Произведем расчет мощности цехов за максимально загруженную смену на ВН цеховых трансформаторов, для этого произведем расчет активных и реактивных потерь в трансформаторах и линиях. Рассмотрим на примере административного корпуса (первого по номеру на генплане предприятия), для которого $S_{cm} = 56,9$ кВА, $S_m = 62,7$ кВА, $S_{o.p.} = 3,57$ кВА.

$$\Delta P_{cm.T} = 0,025 \cdot (S_{cm} + S_{o.p.}) = 0,025 \cdot (56,9 + 3,57) = 1,51 \text{ кВт.} \quad (36)$$

$$\Delta Q_{cm.T} = 0,1 \cdot (S_{cm} + S_{o.p.}) = 0,1 \cdot (56,9 + 3,57) = 6,05 \text{ кВАр.} \quad (37)$$

$$\Delta P_{cm.L} = 0,03 \cdot (S_{cm} + S_{o.p.}) = 0,03 \cdot (56,9 + 3,57) = 1,81 \text{ кВт.} \quad (38)$$

где S_{cm} – расчетная мощность нагрузки предприятия на шинах напряжение до 1000В.

$$\Delta P_{m.T} = 0,025 \cdot (S_m + S_{o.p.}) = 0,025 \cdot (62,7 + 3,57) = 1,66 \text{ кВт.} \quad (39)$$

$$\Delta Q_{м.Т} = 0,1 \cdot (S_{м} + S_{о.р.}) = 0,1 \cdot (62,7 + 3,57) = 6,63 \text{ кВар.} \quad (40)$$

$$\Delta P_{м.Л} = 0,03 \cdot (S_{м} + S_{о.р.}) = 0,03 \cdot (62,7 + 3,57) = 1,99 \text{ кВт.} \quad (41)$$

где $S_{м}$ – расчетная мощность нагрузки второго цеха на шинах напряжение до 1000 В за максимально загруженную смену.

Определим $P_{см}$ и $Q_{см}$ на ВН цеховых трансформаторов:

$$P_{см_ВН} = P_{см} + \Delta P_{см.Т} + \Delta P_{см.Л} + S_{р.о.} \cdot \cos(\varphi) = 51,2 + 1,51 + 1,81 + 3,57 \cdot 0,92 = 57,81 \text{ кВт.} \quad (42)$$

$$Q_{см_ВН} = Q_{см} + \Delta Q_{см.Т} + S_{р.о.} \cdot \sin(\varphi) = 24,8 + 6,05 + 3,57 \cdot 0,39 = 32,24 \text{ кВар.} \quad (43)$$

где $\sin(\varphi) = 0,39$ вычислен для $\cos(\varphi) = 0,92$, для люминесцентных ламп.

Для всех остальных объектов расчет производится аналогично приведенным примерам образом. Результаты расчетов сведем в таблицу 2.7.

Таблица 2.7. Низковольтная нагрузка на цеховых ВН трансформаторов.

№ цеха по генплану	нагрузка освещения	средняя нагрузка за максимально нагруженную смену	максимальная расчетная нагрузка	потери при средней нагрузке за максимально загруженную смену			потери при максимальной нагрузке			$P_{см}$ на ВН цех ТП, кВт	$Q_{см}$ на ВН цех ТП, кВар
	So.p., кВА	$S_{см}$ на шинах до 1000 В, кВА	$S_{м}$ на шинах до 1000 В, кВА	$\Delta P_{смтр},$ кВт	$\Delta Q_{смтр},$ кВар	$\Delta P_{смл},$ кВт	$\Delta P_{мтр},$ кВт	$\Delta Q_{мтр},$ кВар	$\Delta P_{мл},$ кВт		
	1	3	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	ХСР										
1	3,57	56,9	62,7	1,51	6,05	1,81	1,66	6,63	1,99	57,81	32,24
2	0,45	30,3	37,5	0,77	3,08	0,92	0,95	3,80	1,14	29,26	16,67
3	16,10	242,5	276,1	6,46	25,86	7,76	7,31	29,22	8,77	234,56	158,64
4	0,23	11,1	14,8	0,28	1,13	0,34	0,38	1,50	0,45	10,76	6,16
5	0,14	0,5	0,6	0,02	0,06	0,02	0,02	0,07	0,02	0,49	0,45
6	0,04	0,8	1,1	0,02	0,09	0,03	0,03	0,11	0,03	0,83	0,47
Итого	20,53	353,0	405,0	9,1	36,3	10,9	10,3	41,3	12,4	333,7	214,6

3 Схема внешнего электроснабжения

3.1 Расчет центра электрических нагрузок предприятия для выбора места расположения КТП

В целях экономии металла и электроэнергии важно, чтобы трансформаторные и преобразовательные подстанции всех мощностей и напряжений (10, 35, 110 кВ) располагались возможно ближе к центру питаемых ими групп нагрузок.

Координаты центра электрических нагрузок (ЦЭН) определяются из соотношений:

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n p_i \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n p_i}, \quad y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n p_i \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n p_i}, \quad (44)$$

где p_i - мощность i -го электроприемника, x_i и y_i - его координаты (оси ординат можно наносить на план цеха или предприятия произвольно).

При нахождении ЦЭН предприятия под p_i подразумевают расчетную нагрузку i -го цеха, а под x_i и y_i - координаты ЦЭН i -го цеха. Т.к. ЦЭН каждого цеха не рассчитываются, то приближенно полагаем, что ЦЭН каждого цеха расположен в геометрическом центре плоской фигуры цеха.

Для наглядного представления распределения нагрузок по территориям предприятия и выбора мощности и типа ТП и РП, применяем картограмму нагрузок, которая представляет собой размещенные на генплане предприятия окружности, причем площади ограниченные этими окружностями, в выбранном масштабе равны расчетным нагрузкам цехов. Для каждого цеха наносим свою окружность, центр которой совпадает с ЦЭН цеха. Радиус окружности определяется из выражения:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{mi}}{\pi \cdot m}}, \quad (45)$$

где P_{mi} - расчетная нагрузка i -го цеха; m - масштаб для определения площади круга (постоянный для всех цехов предприятия).

Силовую нагрузку до и выше 1000 В изобразим отдельными кругами. Осветительную нагрузку наносим в виде сектора круга, изображающего нагрузку до 1000 В. Угол сектора определим из соотношения активных силовых и осветительных нагрузок. Результаты расчетов представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1- Расчет центра электрических нагрузок предприятия ОАО "ХСР"

№ цеха	P_m , кВт	Q_m , кВар	X_i	Y_i	$P_i X_i$	$P_i Y_i$	$Q_i X_i$	$Q_i Y_i$	m	R_i	D_i
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	62,69	26,20	41	19	2570	1191	1074	498	1	7,92	15,84
2	36,29	13,59	98	13,4	3556	486	1332	182	1	6,02	12,05
3	266,05	132,78	15	30,5	3991	8115	1992	4050	1	16,31	32,62
4	14,48	5,03	64	2,5	926	36	322	13	1	3,80	7,61
5	0,62	0,39	80	2,6	50	2	31	1	1	0,79	1,58
6	1,11	0,38	2,8	4	3	4	1	2	1	1,05	2,11
ИТОГО	381,25	178,36			11097	9834	4751	4745			
Координаты ЦЭН предприятия					29,1	25,8	26,6	26,6			
					X_p	Y_p	X_q	Y_q			

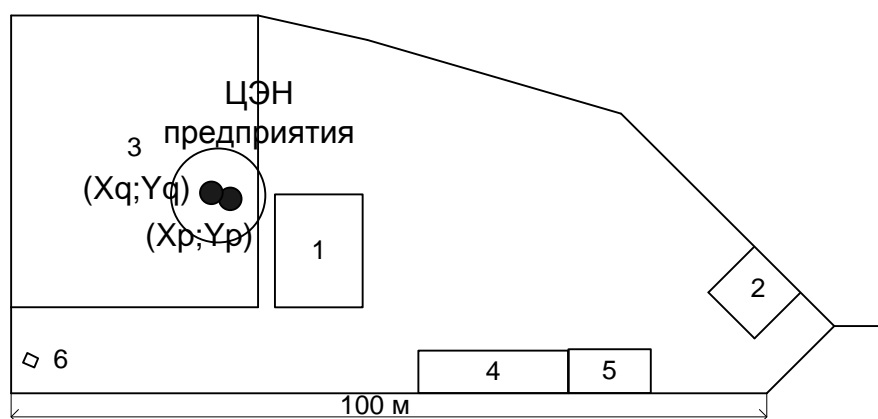


Рисунок 3.1 - Определение ЦЭН предприятия ОАО «ХСР»

Ввиду невозможности установки КТП 10/0,4 кВ в ЦЭН предприятия из за отсутствия места, КТП 10/0,4 кВ устанавливается в ближайшем к ЦЭН месте, с учетом удобства расположения (не загромождать подъезды к зданиям).

Таблица 3.2 - Расчет центра электрических нагрузок для установки КТП

Наим.	P_m , кВт	Q_m , кВар	X_i	Y_i	$P_i X_i$	$P_i Y_i$	$Q_i X_i$	$Q_i Y_i$	m	R_i	D_i
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ОАО «ХСР»	381,25	178,36	91,5	124	34884	47274	16320	22117	1	19,53	39,05
Координаты ЦЭН предприятия					70,2	153,0	70,8	150,1			
					X_p	Y_p	X_q	Y_q			

3.2 Построение картограммы электрических нагрузок цехов и обособленных подразделений предприятия

Картограмма электрических нагрузок предприятия представлена на рисунке 3.2

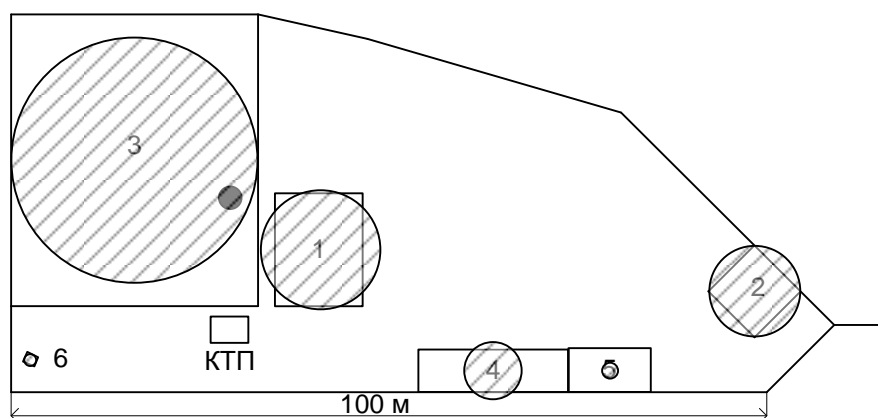


Рисунок 3.2 - Картограмма нагрузок предприятия ОАО "ХСР"

3.4 Выбор параметров схем канализации электроэнергии на предприятии

3.4.1 Выбор кабелей, питающих КТП

За расчетную нагрузку при выборе проводов, кабелей и токопроводов принимаются максимальные токи в наиболее загруженную смену предприятия.

Произведем выбор питающих кабельных линий 10 кВ.

Условие выбора по току:

$$I_{\text{доп.}} \geq I_{\text{раб.}}$$

$$I_{\text{раб.}} = \frac{S_M}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}} \cdot n}, \quad (46)$$

где n – число линий; S_M – электрическая нагрузка на четвертом уровне электроснабжения в режиме максимальных нагрузок с учетом потерь в трансформаторах КТП, кВА; $I_{\text{раб.}}$ – рабочий ток линии, А; $U_{\text{ном.}}$ – номинальное напряжение линии, кВ.

Произведем расчет третьего уровня на примере здания №1 по генплану.

$$P_{\text{см.iii}} = P_{\text{см}} + \Delta P_{\text{см.л}} + P_{\text{о.р.}} = 51.2 + 3.28 + 1.99 = 56.47 \quad (47)$$

$$Q_{\text{см.iii}} = Q_{\text{см}} + Q_{\text{о.р.}} = 24.8 + 1.4 = 26.2, \text{ кВАр.} \quad (48)$$

$$S_{\text{см.iii}} = \sqrt{P_{\text{см.iii}}^2 + Q_{\text{см.iii}}^2} = \sqrt{56.47^2 + 26.2^2} = 62.25, \text{ кВА.} \quad (49)$$

$$P_{M.III} = P_M + \Delta P_{M.l} + P_{o.p.} = 57.6 + 3.28 + 1.81 = 62.69 \quad (50)$$

$$Q_{M.III} = Q_M + Q_{o.p.} = 24.8 + 1.4 = 26.2, \text{ кВАр.} \quad (51)$$

$$S_{M.III} = \sqrt{P_{M.III}^2 + Q_{M.III}^2} = \sqrt{62.69^2 + 26.2^2} = 67.95, \text{ кВА.} \quad (52)$$

Для остальных цехов результаты расчета сведем в таблицу 3.3.

Таблица 3.3. Расчет III уровня

№ цеха	средняя активная мощность за наиболее загруженную смену третьего уровня Р _{см. III} , кВт	средняя активная мощность за наиболее загруженную смену третьего уровня Р _{см. III} , кВт	средняя активная мощность за наиболее загруженную смену третьего уровня Р _{см. III} , кВт	Расчетная активная мощность третьего уровня Р _{м. III} , кВт	Расчетная реактивная мощность третьего уровня Q _{м. III} , кВАр	Расчетная полная мощность третьего уровня S _{м. III} , кВАр
1	2	3	4	5	6	7
ОАО «ХСР»						
1	56,47	26,20	62,25	62,69	26,20	67,95
2	28,71	13,59	31,76	36,29	13,59	38,75
3	229,11	132,78	264,80	266,05	132,78	297,34
4	10,59	5,03	11,72	14,48	5,03	15,32
5	0,48	0,39	0,62	0,62	0,39	0,74
6	0,82	0,38	0,90	1,11	0,38	1,17
Итого	326,17	178,36	371,75	381,25	178,36	420,90

Мощность, проходящая через КТП по таблице 5.3 (от КПП питается ОАО «ХСР»):

$$P_{см. III} = 326.17 \text{ кВт}; P_{м. III} = 381.25 \text{ кВт}; Q_{м. III} = 178.36 \text{ кВАр}$$

Расчетные нагрузки для выбора КТП сведем в таблицу 3.4

Таблица 3.4 - Расчет III уровня для выбора КТП

№ КТП	Предприятие	Количество	Мощность трансформаторов в КТП, кВА	Р _{см. III} , кВт	Р _{м. III} , кВт	Q _{м. III} , кВАр	S _{м. III} , кВА
1	ОАО «ХСР»	2	ТМ-250	326,17	381,25	178,36	420,90

Произведем расход потерь активной и реактивной мощности в выбранных трансформаторах. Параметры трансформаторов, взятые в таблице 3.4.14 [12, стр. 344], занесем в таблицу 3.5

Таблица 3.5- Параметры трансформаторов КТП

Мощность трансформатора КТП, кВА	Потери холостого хода ΔP_{xx} , кВт	Потери короткого замыкания $\Delta P_{кз}$, кВт	ток холостого хода I_{xx} , %	напряжение короткого замыкания U_k , %
1	2	3	4	5
ТМ-250	0,56	4,1	1,7	4,5

Определим потери активной и реактивной мощности для тр-ов КТП

Определим потери мощности в трансформаторе в режиме максимальных нагрузок:

$$\Delta P_T = n \cdot \Delta P_{xx} + \frac{\Delta P_{кз} \cdot S_{III}^2}{n \cdot S_{НОМ}^2} = 2 \cdot 0.56 + \frac{4.1 \cdot 420.9^2}{2 \cdot 250^2} = 6.93 \text{ кВт}; \quad (53)$$

$$\Delta Q_T = n \cdot \frac{I_{xx} \cdot S_{НОМ}}{100\%} + \frac{U_k \cdot S_{III}^2}{n \cdot 100 \cdot S_H} = 2 \cdot \frac{1.7 \cdot 250}{100} + \frac{4.5 \cdot 420.9^2}{2 \cdot 100 \cdot 250} = 24.44 \text{ кВАр}. \quad (54)$$

Таблица 3.6 - Расчет потерь мощности в трансформаторах КТП

№ КТП	мощность трансформатора КТП, кВА	Потери активной мощности в трансформаторах $\Delta P_{тр}$, кВт	Потери реактивной мощности в трансформаторах $\Delta Q_{тр}$, кВАр
	1	2	3
1	ТМ-250	6,93	24,44

По формуле (54) определим наибольшую реактивную мощность Q_1 , которая может быть передана в сеть напряжением до 1 кВ из сети 10 кВ без увеличения числа трансформаторов, для каждой КТП.

Определим Q_1 для первого варианта канализации для КТП.

$$Q_1 = \sqrt{(N \cdot \beta_m \cdot S_{н.мр})^2 - P_m^2} = \sqrt{(2 \cdot 0.7 \cdot 250)^2 - (326.17 + 6.93)^2} = 107.45 \text{ кВАр},$$

где $P_m = P_{смIII} + \Delta P_{мр} = 326.17 + 6.93$, кВт.

Определим мощность конденсаторных установок с учетом потерь мощности в трансформаторах:

$$Q_{КУ} = Q_{смIII} + \Delta Q_{мр} - Q_1 = 178.36 + 24.44 - 107.45 = 95.35 \text{ кВАр}.$$

Принимаем две установки УКБН-0,38-100-50 с автоматическим регулированием со ступенью 50 кВАр.

Питание трансформаторной подстанции будем осуществлять при помощи кабельной линии выполненной кабелем ААБл.

Определим расчетный ток кабельной линии питающей КТП и выберем сечение кабеля:

Расчетная нагрузка четвертого уровня представляет собой сумму расчетной нагрузки P_m третьего уровня [см. табл 13] уровня (расчетная силовая нагрузка цехов питающихся от КТП, включающая в себя потери в линиях, и нагрузку на освещение) и потерь в цеховых трансформаторах [см. табл 15] .

$$P_{IV} = P_{III} + \Delta P_{mp} = 381.25 + 6.93 = 388.18 \text{ кВт}; \quad (55)$$

$$Q_{IV} = Q_{III} + \Delta Q_{mp} - Q_{KV} = 178.36 + 23.47 - 95.35 = 107.45 \text{ кВАр}; \quad (56)$$

$$S_{IV} = \sqrt{P_{IV}^2 + Q_{IV}^2} = \sqrt{388.18^2 + 107.45^2} = 402.77 \text{ кВА}. \quad (57)$$

Выбираем сечение жил кабельных линий, учитывая допустимую перегрузку в аварийном режиме при прокладке кабелей в одной траншее. Принимаем время ликвидации аварии максимальным (6ч), а коэффициент загрузки линии в нормальном режиме 0,6. в соответствии с [1, табл 3,3] допустимая перегрузка составляет 1,2. Коэффициент снижения токовой нагрузки $K_{c,n}$ принимаем по таблице 1,3,26 [13] равным 0,9.

Определим расчетный длительный ток кабельной линии в нормальном режиме.

$$I_{pab} = \frac{S_{IV}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U} = \frac{402.77}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 11.63 \text{ А} \quad (58)$$

Определим расчетный длительный ток кабельной линии в аварийном режиме.

$$I_{max,p} = \frac{S_{IV}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U} = \frac{402.77}{\sqrt{3} \cdot 10} = 23.25 \text{ А} \quad (59)$$

Определим расчетный длительный ток кабельной линии в аварийном режиме с учетом коэффициентом прокладки или коэффициент снижения токовой нагрузки $K_{c,n}$, и допустимой перегрузки.

$$\frac{I_{max,p}}{1,2 \cdot K_{c,n}} = \frac{23.25}{1,2 \cdot 0,9} = 21.53 \text{ А} \quad (60)$$

По таблице 13-1 [11, стр.12] принимаем сечение жил трехжильного кабеля равным 16 мм² ($I_{дон} = 90 \text{ А}$), кабель ААБл.

Таблица 3.7- Выбор кабелей 10 кВ

№ КТП/ № КЛ	Номер кабельной линии по плану.	Расчетная нагрузка Р _м , кВт	расчетная нагрузка Q _м , с учетом компенсации, кВт	полная расчетная нагрузка S _м через кабель	расчетный ток в нормальном режиме I, А	расчетный ток в аварийном режиме I _{махр} , А	I _{махр} с учетом коэфф перегрузки и коэффициенты снижения токовой нагрузки	тип кабеля, трехжильный	Сечение F, мм ²	допустимый ток	Удельно сопротивление линии r, Ом/км	Удельно сопротивление линии x, Ом/км	Длина кабеля, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	1	388,18	107,45	402,77	11,63	23,25	21,53	ААБл	16	90	1,95	0,113	78

4 Выбор оборудования и его проверка по токам короткого замыкания (к.з.)

4.1 Выбор оборудования

Распределение электроэнергии по территории предприятия от источника питания до КТП и производится кабельными линиями на 10 кВ.

Выбор выключателей, защищающих КЛ.

Выключатели выбирают по номинальному току $I_{ном} \geq I_{р,у}$, номинальному напряжению $U_{ном} \geq U_{ном,у}$, типу и роду установки.

Для защиты линий выбираем вакуумные выключатели серии ВВТЭ-10-10/630УЗ входящие в состав КРУ РУ 10 кВ источника питания.

В качестве примера рассмотрим выбор выключателя для защиты КЛ

$U_{ном,КЛ}=10$ кВ, $I_{ном,КЛ}=20,44$ А. Выбираем выключатель ВВТЭ-10-10/630УЗ с $U_{ном}=10$ кВ, $I_{ном}=630$ А.

При выборе ПКТ для защиты КТП берем коэффициент запаса равным 1,4.

Таблица 4.1- Выбор предохранителей.

№ п/п	напряжение	расчетный ток в аварийном режиме $I_{махр}$, А	расчетный ток с учетом коэффициента запаса, А	номинальный ток предохранителя I_n , А	Тип предохранителя	количество
1	2	3	4	5	6	7
КТП	10	40,88	37,85	100	ПКТ-103-10	2

Для защиты КТП будем использовать выключатели нагрузки.

Таблица 4.2- Защитные аппараты КТП.

№ п/п	$U_{ном}$	$I_{раб}$, А	Марка	количество
1	2	3	4	5
КТП	10	20,44	ВНРП-10 400/10	2

ВВТЭ-10-10/630УЗ со следующими параметрами: $U_{ном}=10$ кВ; $I_{ном}=630$ А;

$I_{ном.откл.}=10$ кА; предельный сквозной ток $I_{скв}=25$ кА; предельный ток термической стойкости $I_{пр.т.ст.}=10$ кА; собственное время выключателя $t_{вкл}=0,3$ с, $t_{откл}=0,05$ с

4.2 Расчет токов к.з. в сети напряжением выше 1000 В

Расчет токов КЗ на ВН производится в относительных единицах. Расчет произведем по методике, изложенной в [15].

Схема замещения системы электроснабжения (рисунок 6.1) выше 1000 В представляет собой совокупность схем замещения ее отдельных элементов (в основном в виде индуктивных сопротивлений), соединенных между собой в той же последовательности, что и на расчетной схеме. Источники питания (синхронные генераторы и электрическая система) во внешней схеме электроснабжения кроме собственных реактивностей, имеют также и ЭДС (рисунок 6.2).

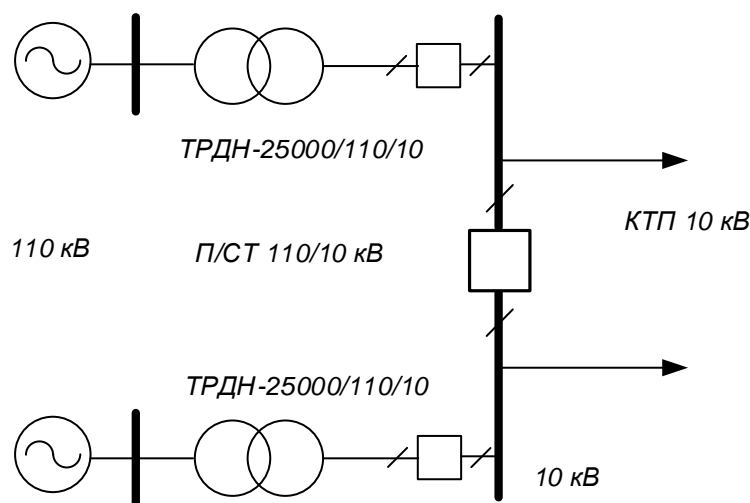


Рисунок 4.1 - Схема питания сети для построения схемы замещения

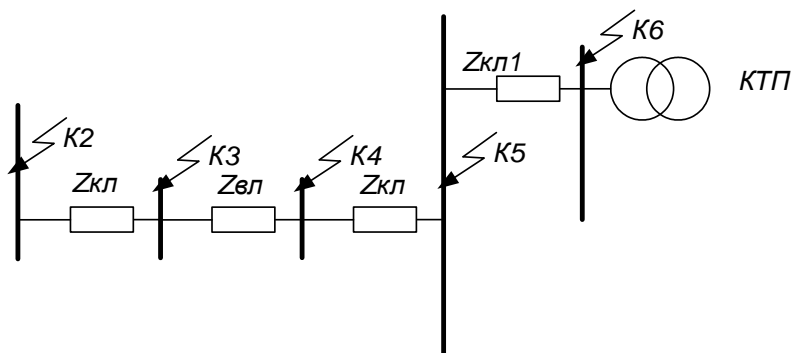


Рисунок 4.2 - Схема замещения для расчета токов короткого замыкания

Исходные данные для расчета.

ТРДН-25000/110/10

пределы регулирования $\pm 6 \times 1,79\%$

$S_{ном} = 25$ МВА, $U_{ВН} = 115$ кВ; $U_{НН} = 10,5$ кВ; $U_k = 10,5\%$; $P_k = 135$ кВт; $P_x = 33$ кВт, $I_x = 0,7\%$, $R_T = 2$ Ом; $X_T = 47,2$ Ом; $Q_x = 218$ квар.

Линия от п/ст до КТП: Кабельная линия АББл 3х16, $U_{ном} = 10$ кВ, $X_{уд} = 0,079$ Ом, $R_{уд} = 0,208$ Ом. $L = 490$ м.

В качестве базисных величин произвольно выбираем базисную мощность S_B : $S_B = 100$ МВА и базисное напряжение, приравненное к среднему номинальному

(по шкале средних напряжений) той ступени напряжения, на которой рассматривается к.з.: $U_B = U_{CP} = 115 \text{ кВ}; 10.5 \text{ кВ}$.

Для расчета тока короткого замыкания необходимо определить сопротивление системы (источника питания). Сопротивление системы определяем исходя из мощности трехфазного короткого замыкания на шинах источника питания. Согласно данным мощность трехфазного короткого замыкания на шинах источника питания составляет $S_k = 250 \text{ МВА}$.

Базисный ток будем определять по формуле:

$$I_{\sigma 1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} \quad (61)$$

Для приведенных ступеней напряжения базисные токи будут соответственно равны:

$$I_{\sigma 1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0.502 \text{ кА для ступени } 110 \text{ кВ},$$

$$I_{\sigma 2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 5.499 \text{ кА для ступени } 10 \text{ кВ}.$$

Сопротивление системы.

$$x_C^* = \frac{S_{\sigma}}{S_k} = \frac{100}{250} = 0.4 \text{ о.е.} \quad (62)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К1.

$$I_{K1} = I_{\sigma 1} \cdot \frac{E_c^*}{x_c^*} = 0.502 \cdot \frac{1}{0.4} = 1.26 \text{ кА.} \quad (63)$$

Сопротивления трансформаторов головной подстанции в о.е.

$$x_{TP}^* = \frac{U_K}{100} \frac{S_B}{S_H} = \frac{10.5}{100} \frac{100}{25} = 0.2625 \text{ о.е.}; \quad (64)$$

$$r_{TP}^* = \frac{\Delta P_K \cdot U_n^2}{2 \cdot S_n^2} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2} = \frac{0.16 \cdot 121^2}{2 \cdot 25^2} \cdot \frac{100}{115^2} = 0.006 \text{ о.е.} \quad (65)$$

Результирующие сопротивления для точки К2:

$$r_{рез.К2}^* = r_{TP}^* = 0.006 \text{ о.е.} \quad (66)$$

$$x_{рез.К2}^* = x_c^* + x_{TP}^* = 0.4 + 0.2625 = 0.6625 \text{ о.е.} \quad (67)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К2.

$$I_{K2} = \frac{I_{\delta 1} \cdot E_c^*}{\sqrt{r_{\text{рез.}K2}^{*2} + x_{\text{рез}K2}^{*2}}} = \frac{0.502 \cdot 1}{\sqrt{0.006^2 + 0.6625^2}} = 0.76 \text{ кА.} \quad (68)$$

Отношение сопротивлений:

$$x_{\text{рез}K2}^* / r_{\text{рез.}K2}^* = 0.6625 / 0.006 = 119.7 \text{ о.е.} \quad (69)$$

По найденному соотношению определяем ударный коэффициент по графику на рис 6.2 [1. стр. 143]. При $x_{\text{рез}K2}^* / r_{\text{рез.}K2}^* = 119.7$ ударный коэффициент равен 1,97

Ударный ток:

$$I_{Y2} = \sqrt{2} \cdot K_Y \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1.97 \cdot 0.76 = 2.116 \text{ кА} \quad (70)$$

Сопротивления первой кабельной линии от головной П/СТ до предприятия в о.е.

$$r_{KL}^* = r_{KL} \cdot L \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta 2}^2} = 0.208 \cdot 0.49 \cdot \frac{100}{10.5^2} = 0.0924 \text{ о.е.} \quad (71)$$

$$x_{KL}^* = x_{KL} \cdot L \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2} = 0.079 \cdot 0.49 \cdot \frac{100}{10.5^2} = 0.0351 \text{ о.е.} \quad (72)$$

Результирующие сопротивления для точки К3:

$$r_{\text{рез.}K3}^* = r_{TP}^* + r_{KL}^* = 0.006 + 0.0924 = 0.098 \text{ о.е.}, \quad (73)$$

$$x_{\text{рез}K3}^* = x_C^* + x_{TP}^* + x_{KL}^* = 0.4 + 0.2625 + 0.0351 = 0.6976 \text{ о.е.} \quad (74)$$

Ток трехфазного короткого замыкания от системы в точке К3

$$I_{K3} = \frac{I_{\delta 2} \cdot E_c^*}{\sqrt{r_{\text{рез.}K3}^{*2} + x_{\text{рез}K3}^{*2}}} = \frac{5.499 \cdot 1}{\sqrt{0.098^2 + 0.6976^2}} = 7,81 \text{ кА.} \quad (75)$$

Сопротивление воздушной линии:

$$r_{BL}^* = r_{BL} \cdot L \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta 2}^2} = 0.306 \cdot 0.6 \cdot \frac{100}{10.5^2} = 0.1665 \text{ о.е.} \quad (76)$$

$$x_{KL1}^* = x_{KL} \cdot L \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta 3}^2} = 0.421 \cdot 0.6 \cdot \frac{100}{10.5^2} = 0.2291 \text{ о.е.} \quad (77)$$

Результирующие сопротивления для точки К4:

$$r_{\text{рез.}K4}^* = r_{\text{рез.}K3}^* + r_{BL}^* = 0.098 + 0.1665 = 0.2645 \text{ о.е.} \quad (78)$$

$$x_{резK4}^* = x_{резK3}^* + x_{KЛ1}^* = 0.6976 + 0.2291 = 0.9267 \text{ о.е.} \quad (79)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К4.

$$I_{BH}'' = I_{K4} = \frac{I_{\delta 2} \cdot E_c^*}{\sqrt{r_{рез.K4}^{*2} + x_{резK4}^{*2}}} = \frac{5.499 \cdot I}{\sqrt{0.2645^2 + 0.9267^2}} = 5.71 \text{ кА.}$$

Отношение сопротивлений:

$$x_{резK4}^* / r_{рез.K4}^* = 0.9267 / 0.2645 = 3.5 \text{ о.е.} \quad (80)$$

По найденному соотношению определяем ударный коэффициент по графику на рисунок 6.2 [1. стр. 143]. При $x_{резK4}^* / r_{рез.K4}^* = 3.5$ ударный коэффициент равен 1,41

$$\text{Ударный ток: } I_{y4} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K4} = \sqrt{2} \cdot 1.41 \cdot 5.71 = 11.362 \text{ кА}$$

Расчет остальных точек КЗ аналогичен, сведем расчет в таблицу 6.1.

Таблица 4.1- Расчет токов короткого замыкания выше 1000 В

Уч. сети	Хс, о.е.	ТРДН 25000/110		Кабельная линия 10 кВ					Воздушная линия 10 кВ					Кабельная линия 10 кВ				
		г*, о.е.	х*, о.е.	L, км	г, ом/км	х, ом/км	г*, о.е.	х*, о.е.	L, км	г, ом/км	х, ом/км	г*, о.е.	х*, о.е.	L, км	г, ом/км	х, ом/км	г*, о.е.	х*, о.е.
точка кз																		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
K1	0,4																	
K2	0,4	0,006	0,263															
K3	0,4	0,006	0,263	0,49	0,208	0,079	0,0924	0,035										
K4	0,4	0,006	0,263	0,49	0,208	0,079	0,0924	0,035	0,6	0,306	0,421	0,1665	0,2291					
K5	0,4	0,006	0,263	0,49	0,208	0,079	0,0924	0,035	0,6	0,306	0,421	0,1665	0,2291	0,22	0,169	0,077	0,0337	0,0154
K6	0,4	0,006	0,263	0,49	0,208	0,079	0,0924	0,035	0,6	0,306	0,421	0,1665	0,2291	0,22	0,169	0,077	0,0337	0,0154

Продолжение таблицы 4.2

Кабельная линия 10 кВ от ИП до КТП					результир. сопротивл.		ток кз	х/г	Ку	ударный ток
L, км	г, ом/км	х, ом/км	г*, о.е.	х*, о.е.	г, о.е.	х, о.е.	I, кА	о.е.	о.е.	Iуд, кА
20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
					0,0000	0,4000	1,26		2	2,510
					0,0055	0,6625	0,76	119,69	1,97	2,116
					0,0980	0,6976	7,81	7,12	1,64	18,140
					0,2645	0,9267	5,71	3,50	1,41	11,362
					0,2982	0,9421	5,56	3,16	1,37	10,782
0,078	1,95	0,113	0,138	0,008	0,4362	0,9501	5,26	2,18	1,24	9,198
0,078	1,95	0,113	0,138	0,008	0,6767	0,9640	4,67	1,42	1,11	7,330

4.3 Проверка оборудования по токам к.з.

Проверим выключатели защищающие кабельные линии напряжением.
Проверку будем проводить по току КЗ и ударному току КЗ в точке К5.
ВВТЭ-10-10/630. [16, табл 3.5.1.]

По напряжению электроустановки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad \text{или} \quad 10 \text{ кВ} < 10 \text{ кВ} . \quad (81)$$

По длительному току:

$$I_{РАБМАХ} \leq I_{НОМ} \quad \text{или} \quad 99.98 \text{ А} \leq 630 \text{ А} . \quad (82)$$

По несимметричному току отключения:

$$I_{П\tau} \leq I_{ОТКЛ} , \quad \text{или} \quad 5.56 \text{ кА} < 10 \text{ кА} \quad (83)$$

где $I_{П\tau} \approx I_{П0} = I_K^{(3)}$.

По аperiodической составляющей расчетного тока:

$$(\sqrt{2} \cdot I_{П\tau} + i_{a\tau}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{ОТКЛНОМ} \cdot (1 + \beta_H / 100) \quad (84)$$

$$\tau = t_{P3MIN} + t_{ОВ} = 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ с},$$

где $t_{ОВ}$ - собственное время отключения выключателя с приводом;

t_{P3MIN} - условное наименьшее время срабатывания релейной защиты;

$\beta_H = 13\%$ - содержание аperiodической составляющей.

$$i_{a\tau} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{ОТКЛНОМ}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 13 \cdot 10}{100} = 1,84 \text{ кА} ;$$

$$\sqrt{2} \cdot 5.56 + 1,84 < \sqrt{2} \cdot 10 \cdot 1,13;$$

$$9.7 < 15,98.$$

По предельному сквозному току к.з. на электродинамическую устойчивость:

$$I_{П0} \leq I_{ПРСКВ} \quad \text{или} \quad 10.782 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА} ; \quad (85)$$

$$i_y \leq i_{ПРСКВ} \quad \text{или} \quad 10.782 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА} . \quad (86)$$

По допустимому току термической устойчивости:

$$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T ; \quad (87)$$

где I_T и t_T – ток и время термической устойчивости.

$$B_K = I_{I0}^2 \cdot (t_{OTKL} + T_a), \quad (88)$$

где $t_{OTKL} = 0,1$ с – время отключения линии;

$T_a = 0,01$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

$$B_K = 5.56^2 \cdot (0,5 + 0,01) = 15.776 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$I_T^2 \cdot t_T = 10^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$15.776 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \text{ Выключатель подходит по результатам проверки.}$$

Проверим выключатели защищающие кабельные линии напряжением.

Проверку будем проводить по току КЗ и ударному току КЗ в К8.

Условия проверки выключателя нагрузки ВНРП-10 400/10 установленных на КТП:

$$\begin{aligned} U_{ном} &\geq U_{ном.сети}; \\ I_{ном.} &\geq I_{раб.мах.}; \\ i_{ном.дин.} &\geq i_{уд.}; \\ I_{у.доп.} &\geq I_{КЗ.мах.}; \\ I_t^2 \cdot t_{пр} &\geq I_{КЗ.мах}^2 \cdot t, \end{aligned}$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение выключателя нагрузки, В; $U_{ном.сети}$ – номинальное напряжение сети, В; $I_{ном}$ – номинальный ток выключателя нагрузки; $I_{раб.мах.}$ – максимальный рабочий ток электроприемника, А; $i_{ном.дин.}$ – предельный сквозной ток, кА; $i_{уд.}$ – ударный ток КЗ, кА; $I_{КЗ.мах}$ – максимальный ток КЗ, кА; $I_{у.доп.}$ – наибольшее действующее значение полного тока; I_t – ток термической стойкости, кА; t – время отключения, с; $t_{пр}$ – время протекания тока, с; $I_{ном.пр.}$ – номинальный ток предохранителя, А; $I_{откл.ном.пр.}$ – номинальный ток отключения предохранителя, кА;

В КТП установлены выключатели нагрузки типа ВНРП-10 400/10 [16].

Каталожные данные: $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$, $I_{ном} = 400 \text{ А}$, $i_{ном.дин.} = 25 \text{ кА}$, $I_t = 10 \text{ кА}$, $t_{пр} = 1 \text{ с}$.

Условия проверки:

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ};$$

$$400 \text{ А} > 52,04 \text{ А};$$

$$20 \text{ кА} > 10.782 \text{ кА};$$

$$10 \text{ кА} > 5.56 \text{ кА};$$

$$10^2 \cdot 1 > 5.56^2 \cdot 0,005 \quad \text{или} \quad 100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 0.155 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Где $t = 0.05$ с – время перегорания предохранителя ПКТ.

Имеющийся выключатель нагрузки удовлетворяет всем требованиям.

Проверим установленный на КТП предохранитель исходя из условий:

$$U_{\text{ном.пр.}} \geq U_{\text{ном.сети}};$$

$$I_{\text{откл.ном.пр.}} \geq I_{\text{КЗ.мах}};$$

$$I_{\text{ном.пр.}} \geq I_{\text{раб.мах.}};$$

$$I_{\text{ном.вст.}} \geq I_{\text{раб.мах.}},$$

где $U_{\text{ном.пр.}}$ – номинальное напряжение предохранителя, В; $U_{\text{ном.сети}}$ – номинальное напряжение сети, В; $I_{\text{откл.ном.пр.}}$ – номинальный ток отключения предохранителя, кА; $I_{\text{КЗ.мах}}$ – максимальный ток КЗ, кА; $I_{\text{ном.пр.}}$ – номинальный ток предохранителя, А; $I_{\text{ном.вст.}}$ – номинальный ток плавкой вставки, А; $I_{\text{раб.мах.}}$ – максимальный рабочий ток электроприемника, А.

В КТП установлены предохранители типа ПКТ-103-10 и ПКТ-102-10 на различные токи 31,5, 50, 80 А [3]. Для проектируемого предприятия:

Каталожные данные: $I_{\text{ном.пр.}} = 50 \text{ А}$, $I_{\text{ном.вст.}} = 50 \text{ А}$, $I_{\text{откл.ном.пр.}} = 20 \text{ кА}$.

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ};$$

$$20 \text{ кА} > 10,782 \text{ кА};$$

$$80 \text{ А} > 28,1 \text{ А};$$

$$80 \text{ А} > 56,2 \text{ А}.$$

Проверку производили по наибольшему току КЗ и по наибольшему ударному току КЗ. Имеющийся предохранитель отвечает всем требованиям.

Произведем проверку питающих кабелей 10 кВ и кабелей распределительной сети на термическую стойкость.

Произведем проверку сечения кабеля КЛ – питающего кабеля КТП.

Согласно расчетам для КЛ был использован кабель марки ААБл сечением жил 16 мм², трехфазный ток короткого замыкания на шинах источника питания составляет 5,56 кА. Для защиты от токов короткого замыкания питающих линий используем вакуумный выключатель марки ВВТЭ-10-10/630, полное время отключения выключателя составляет $t_B = 0,055 \text{ с}$.

Принимая время срабатывания релейной защиты на головном участке сети $t_{P3} = 0,5 \text{ с}$ определим тепловой импульс образующийся при коротком замыкании.

$$B_{\text{КЗ}} = I_{\text{КЗ}}^2 \cdot (t_B + t_{P3}) = 5560^2 \cdot (0,5 + 0,055) = 17184211 \text{ А}^2\text{с}. \quad (89)$$

Определяем минимальное сечение, способное выдержать тепловой импульс.

$$F = \sqrt{B_{\text{КЗ}}} / C = \sqrt{17184211} / 95 = 43,64, \text{ мм}^2. \quad (90)$$

$C = 95 \text{ А} \cdot \text{с}^{0,5} / \text{мм}^2$ – тепловая функция при номинальных условиях [1, табл. 3.4].

Отмечаем, что сечение кабеля 16 мм² меньше минимального сечения 43,64 мм², что недопустимо. Принимаем сечение кабеля больше принятого сечения и равное 50 мм².

Таблица 6.3- Проверка сечения кабельных линий по термической стойкости.

КЛ	время сраб РЗ трз, с	время сраб выключ / предохран, с.	полное время отключения t, с	ток КЗ Iп, кА.	тепловой импульс Вп, А ² *с	миним сечение Fmin, мм ²	сечение жилы кабеля F, мм ²	решение	принятое сечение жилы кабеля F, мм ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	8
КЛ	0,5	0,055	0,555	5,564	17184211	43,64	16	изменяем сечение кабеля	50

5 Качество электроэнергии в сети напряжением выше 1000 В

5.1 Расчет потерь напряжения в сети напряжением выше 1000 В и цеховых трансформаторах

Произведем расчет отклонения напряжения для КТП в режиме максимальных нагрузок.

Определяем падение напряжения в высоковольтной кабельной линии КЛ:

$$\begin{aligned}\Delta U_{ВЛ} &= \sqrt{\left(\frac{P_{КЛ} \cdot r_{0_КЛ} \cdot L_{КЛ} + Q_{КЛ} \cdot x_{0_КЛ} \cdot L_{КЛ}}{U_0}\right)^2 + \left(\frac{P_{КЛ} \cdot x_{0_КЛ} \cdot L_{КЛ} - Q_{КЛ} \cdot r_{0_КЛ} \cdot L_{КЛ}}{U_0}\right)^2} = \\ &= \sqrt{\left(\frac{349.91 \cdot 0.625 + 53.73 \cdot 0.083}{10500} \cdot 0.078\right)^2 + \left(\frac{349.91 \cdot 0.083 - 53.73 \cdot 0.625}{10500} \cdot 0.078\right)^2} \cdot 1000 = \\ &= 1.66 \text{ В.}\end{aligned}\quad (91)$$

где $P_{КЛ} = 349.91 \text{ кВт}$, $Q_{КЛ} = 53.73 \text{ кВар}$ - это активная и реактивная мощности передаваемые по одной КЛ в нормальном режиме работы.

Определяем напряжение в конце кабельной линии 10 кВ.

$$U_I = U_0 - \Delta U_{КЛ} = 10500 - 1.66 = 10498.34 \text{ В} \quad (92)$$

Определим отклонение напряжения в конце кабельной линии 10 кВ.

$$V_I = \frac{U_I - U_{НОМ}}{U_{НОМ}} \cdot 100\% = \frac{10498.34 - 10000}{10000} \cdot 100\% = 4.98 \text{ \%} \quad (93)$$

Отрегулируем напряжение на трансформаторе устройством ПБВ - «поднимем» напряжение на величину +2,5%.

Произведем необходимые пересчеты:

$$U^{+2.5\%}_I = U_I \cdot 1.025 = 10498.34 \cdot 1.025 = 10760,8 \text{ В.} \quad (94)$$

$$V^{+2.5\%}_I = \frac{U^{+2.5\%}_I - U_{НОМ}}{U_{НОМ}} \cdot 100\% = \frac{10760,8 - 10000}{10000} \cdot 100\% = 7.6 \text{ , \%}. \quad (95)$$

Определим параметры трансформатора для определения потери напряжения в нем:

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{4100 \cdot 10500^2}{250000^2} = 7.232 \text{ Ом}; \quad (96)$$

$$X_T = \frac{U_K \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{4.5 \cdot 10500^2}{100 \cdot 250000} = 19.845 \text{ Ом.} \quad (97)$$

Определяем потерю напряжения в трансформаторе:

$$\Delta U_T = \sqrt{\left(\frac{P_T \cdot R_T + Q_T \cdot X_T}{U_1}\right)^2 + \left(\frac{P_T \cdot X_T - Q_T \cdot R_T}{U_1}\right)^2} =$$

$$= \sqrt{\left(\frac{349.91 \cdot 7.232 + 53.73 \cdot 19.845}{10760.8}\right)^2 + \left(\frac{349.91 \cdot 7.232 - 53.73 \cdot 19.845}{10760.8}\right)^2} \cdot 1000 = 395.29 \text{ В.} \quad (98)$$

Определяем напряжение на низкой стороне трансформатора приведенное к высокой стороне:

$$U'_2 = U_1 - \Delta U_T = 10760.8 - 395.3 = 10365.5 \text{ В.} \quad (99)$$

Определим отклонение напряжения на низкой стороне трансформатора

$$V_2 = \frac{U'_2 - U_{НОМ}}{U_{НОМ}} \cdot 100\% = \frac{10365.5 - 10000}{10000} \cdot 100\% = 3.65 \text{ \%.} \quad (100)$$

Расчеты для остальных КТП и оставшихся режимов результаты расчетов аналогичны, сведем их в таблицу 5.1.

В минимальном режиме работы расчетная нагрузка равна $P_{min} = P_{max} \cdot 0.3$. В послеаварийном вся нагрузка полностью проходит по одной линии (трансформатору), вторая повреждена, мощность увеличивается в два раза по сравнению с режимом максимальных нагрузок (одна линия повреждена).

Таблица 5.1- Расчет качества напряжения

№ КТП/электроприемника		КТП	КТП	КТП
1		2	3	4
Режим макс/мин/ПА		Макс	Мин	ПА
Напряжение в узле, В.		10500	10000	10500
Отклонение напряжения, %		5,00	0,00	5,00
Параметры линии 10 кВ	г, ом/км	0,625	0,625	0,625
	х, ом/км	0,083	0,083	0,083
	L, км	0,078	0,078	0,078
Нагрузка кабеля	P, кВт.	349,91	104,97	699,82
	Q, кВАр.	53,73	16,12	107,45
Напряжение в узле, В.		1,66	0,52	3,32
Напряжение в конце кабельной линии, В		10498,34	9999,48	10496,68
Отклонение напряжения, %		4,98	-0,01	4,97
Процент регулирования ПБВ, %		2,5 %	2,5 %	5 %

Окончание таблицы 5.1

1		2	3	4
С учетом регулирования	Напряжение в узле, В	10760,8	10249,5	11021,5
	Отклонение напряжения, %	7,61	2,49	10,22
Параметры т-ра	г, ом	7,232	7,232	7,232
	х, ом	19,845	19,845	19,845
Нагрузка т-ра	Р, кВт.	194,09	58,23	388,18
	Q, кВАр.	53,73	16,12	107,45
Напряжение в узле, В.		395,29	124,50	771,88
Напряжение на НН приведенное к ВН		10365,5	10125,0	10249,6
Отклонение напряжения, %		3,66	1,25	2,50

5.2 Оценка отклонения напряжения на шинах низкого напряжения КТП

Из расчета качества электроэнергии получили отклонение напряжения на шинах низкого напряжения трансформаторов в пределах $(-5\%...+5)\%$ во всех режимах (в режимах максимальных и минимальных нагрузок, а также в послеаварийном режиме работы, когда вся мощность проходит через один трансформатор – поврежден либо второй трансформатор либо одна кабельная линия).

6 Конструктивное исполнение системы электроснабжения

Существующая схема электроснабжения включает в себя следующие элементы:

1. Кабельные линии 10 кВ (ААБл):

четырёхжильный кабель марки АВВг 4х150 мм² и 4х70 мм².

Вводной высоковольтный выключатель типа ВВТЭ-М-10-12,5/630 защищает питающую шину источника питания.

2. На трансформаторной подстанции установлены двухобмоточные трансформаторы типа ТМ-250/10. Там же установлены выключатели нагрузки ВНРП-10 400/10 и предохранители ПКТ-103-10-50-31,5УЗ. Вакуумные выключатели Серия ВВТЭ-М.

Назначение и область применения:

Выключатели предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в промышленных и сетевых установках, в сетях трехфазного переменного тока с изолированной или заземленной через дугогасительный реактор нейтралью частоты 50 и (60 Гц), на номинальное напряжение до 12 кВ, Устанавливаются в ячейки типа КРУЭ-6П, 2КВЭ-6М, КРУП-6П, а также для замены маломасляных выключателей типа ВМПЭ-10, ВМП-10К, ВМГ-133, в любых КРУ: К-III, К-IIIУ, К-ХIII, КРУ-2В, К-ХХVI, К-37, КР-2-10, КВ-2-10, КСО-2-УМ, КСО-237, КСО-266, КСО-285, КРУ производства СНГ, Польши, Болгарии. Выключатели изготавливаются в стационарном исполнении.

Выключатели соответствуют требованиям ГОСТ 687-78, ГОСТ 18397-86.

7 Проектирование цехового электроснабжения

7.1 Характеристика цеха сушки трансформаторов и технические показатели электроприемников

Цех сушки трансформаторов имеет размеры 33×39 м общей площадью 1287 м².

Технологическое оборудование, потребляющее электроэнергию, размещено с учётом соблюдения норм и правил эксплуатации. Размещение в цехе электрооборудования является компактным и удобным с точки зрения условий работы рабочего персонала.

По производственному назначению: все электроприемники относятся к двигателям силовых общепромышленных установок и производственных механизмов. Все электроприёмники цеха рассчитаны на трёхфазный переменный ток, напряжение питания 380 В и частоту питающей сети 50 Гц.

Характер среды, в которой находятся электроприемники оказывает решающее влияние на степень защиты применяемого оборудования. Поэтому все электроприемники в зависимости от местонахождения имеют соответствующую степень защиты (от прикосновения к токоведущим частям, от попадания твердых предметов и от попадания воды).

Суммарная установленная мощность электроприемников цеха составляет 478,9 кВт (см. таблицу 1.2 – где указаны паспортные данные отдельных электроприемников: номинальная мощность, коэффициент мощности, продолжительность включения, коэффициент использования, коэффициент загрузки). По категории надежности электроприемники таких предприятий относят к II, III категориям.

Схема плана цеха (электроснабжение которой рассматривается подробно), с указанием месторасположения технологического оборудования (рисунок 1.2).

Ведомость электрической нагрузки цеха (см. таблицу 1.2).

7.1.1 Определение центра электрических нагрузок

Расчет центра электрических нагрузок не производится, так как у цеха сушки трансформаторов по генплану нет индивидуальной КТП, питание производится от КТП местоположение которой выбрано согласно расчету ЦЭН цехов 1, 2, 4, 5, 6. (см. рисунок 5.2 работы)

7.1.2 Разработка вариантов схем цехового электроснабжения

В соответствии с [1] производственные помещения в зависимости от характера окружающей среды делят на следующие классы: помещения с нормальной средой, жаркой, влажной, сырой, особо сырой, пыльной, химически активной, с пожароопасными и взрывоопасными зонами. При проектировании системы электроснабжения необходимо правильно установить характер среды, которая окажет решающее влияние на степень защиты применяемого оборудования.

Характерной особенностью схем внутрицехового распределения электроэнергии является большая разветвленность сети и наличие большого количества коммутационно-защитной аппаратуры, что оказывает значительное влияние на технико-экономические показатели и на надежность системы электроснабжения. На выбор схемы и конструктивное исполнение цеховой сети оказывают влияние такие факторы, как степень ответственности приемников электроэнергии, режимы их работы и размещение по территории цеха, номинальные токи и напряжения.

Для получения наиболее экономически выгодной проектируемой схемы электроснабжения, дальнейший расчет произведем по двум вариантам:

Вариант №1 - Распределение электроэнергии по цеху с помощью шинопроводов (рисунок 7.1).

Вариант №2 - Распределение электроэнергии по цеху с помощью распределительных пунктов (рисунок 7.2).

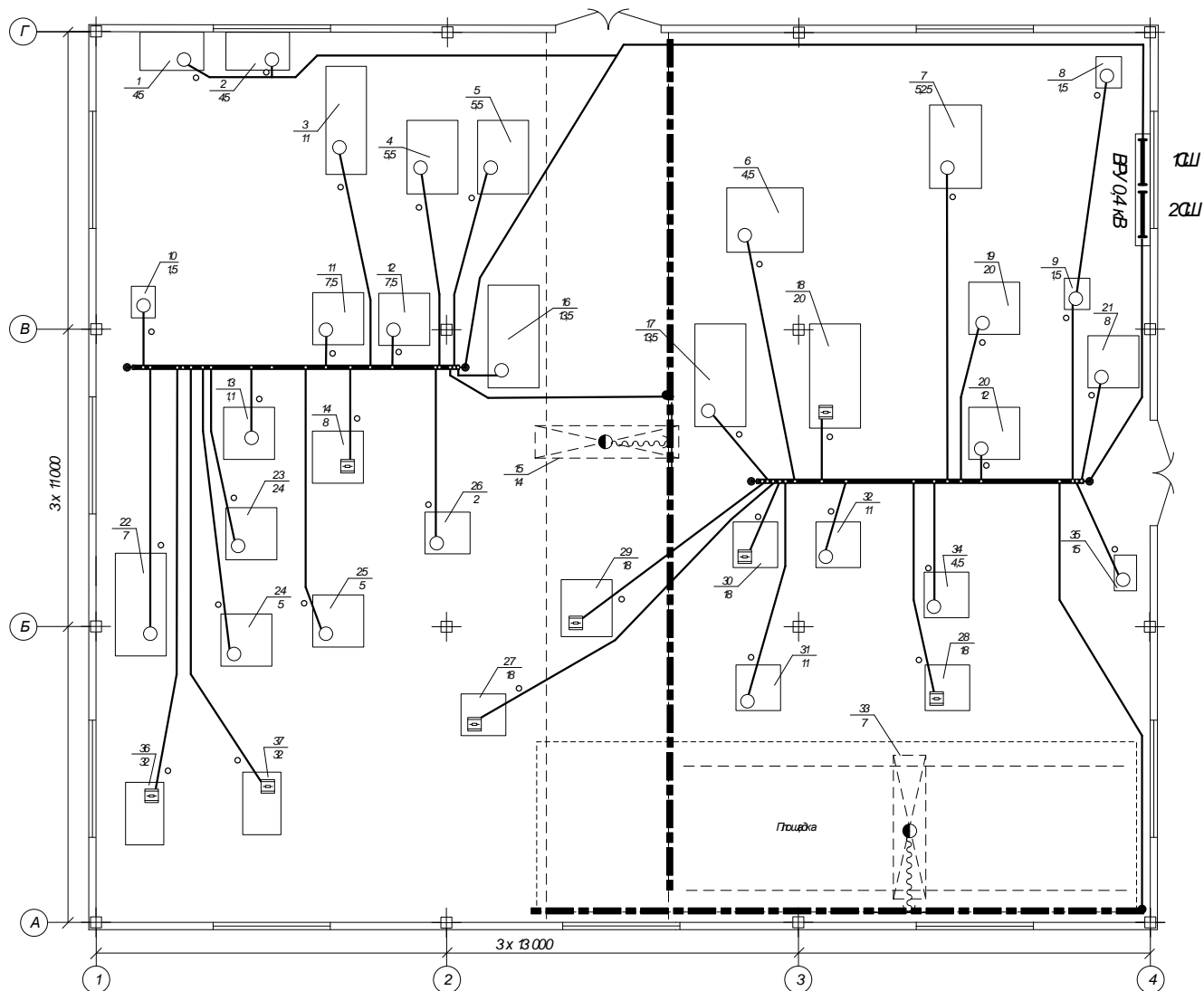


Рисунок 7.1- Вариант 1 цеховой сети с использованием ШРА

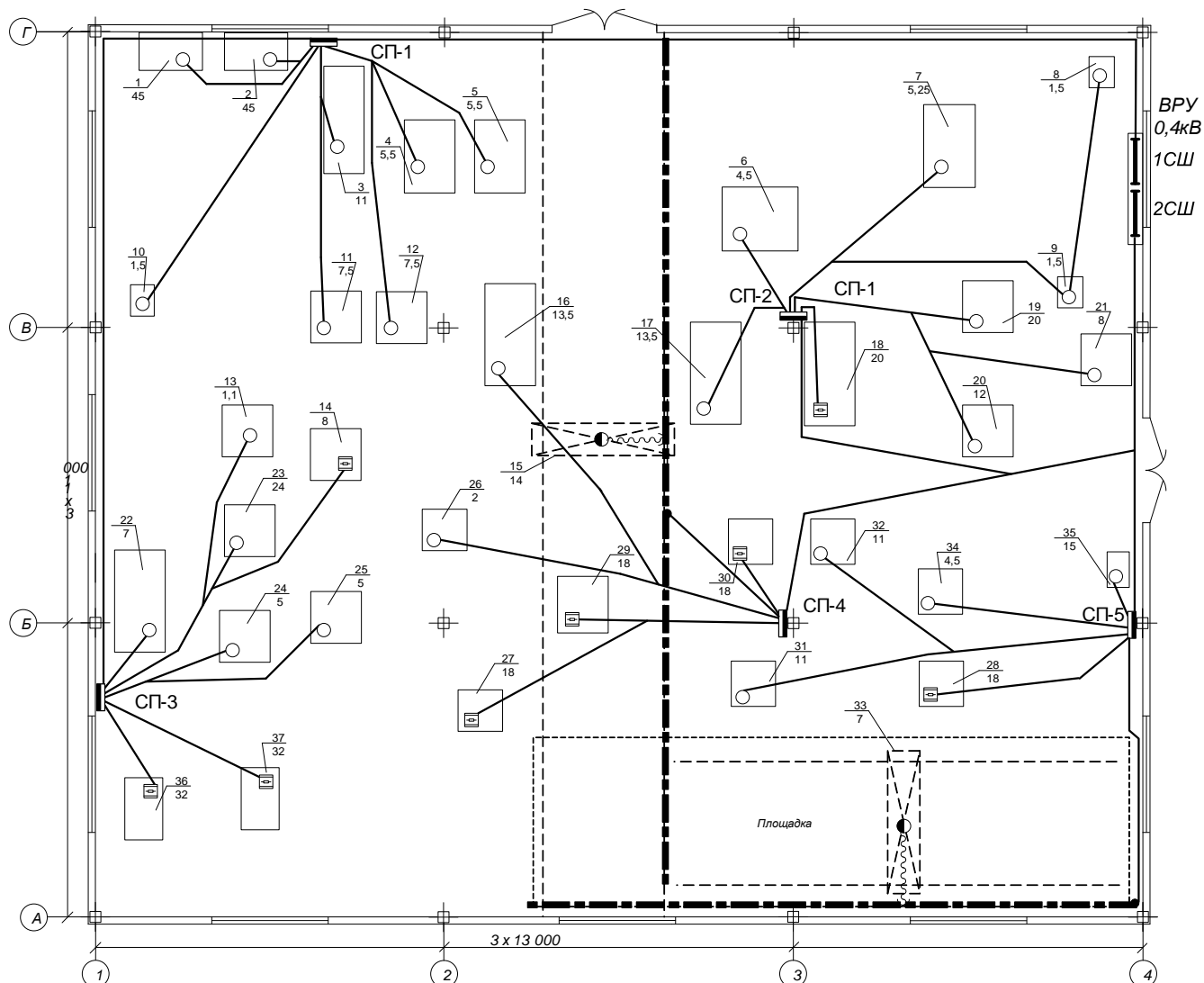


Рисунок 7.2- Вариант 2 цеховой сети с использованием СП

7.2 Определение расчетных электрических нагрузок и токов для выбора параметров защитных аппаратов и токоведущих элементов цеховой сети

7.2.1 Расчет первого уровня электроснабжения

Расчет первого уровня электроснабжения рассчитан в пункте 2.1 работы. Результаты расчета представлены в таблице 2.4.

7.2.2 Расчет второго уровня электроснабжения

Расчётную нагрузку на 2 уровне, создаваемую группой электроприёмников, определяем по методу упорядоченных диаграмм, то есть по средней мощности и коэффициенту максимума.

При расчете электрических нагрузок используется специальная таблица, порядок заполнения таблицы описан в пункте 2.1. Результаты расчетов сведём в таблицы 9.1 – для первого варианта схемы электроснабжения и 9.2 для второго.

Таблица 9.1- Расчет второго уровня электроснабжения для варианта 1

наименование электроприемников	количество электроприемников рабочих	установленная мощность приведенная к ПВ=100%, кВт		m=Pном_макс/Pном_мин	коэффициент использования, Ки	cos(f)/tg(f)	средняя нагрузка за максимально нагруженную смену		эффективное число электроприемников, пэ=2*Pном_сум/Pном_макс	коэффициент максимума, Км	максимальная расчетная нагрузка			ток
		Pном одного электроприемника (наибольшего - наименьшего)	Pном общая рабочих				Pсм=Ки*Pном, кВт	Qсм=Pсм*tg(f), кВАр			Pм=Км*Pсм, кВт	Qм=(1.0...1.1)Qсм , кВАр	Sм, кВА	Im, A
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1, 2	2	45	90		0,55	0,95	49,5	16,27			49,5	16,2699	52,11	79,17
ШРА-1														
3	1	11	11		0,14	0,5	1,54	2,67						
4, 5	2	5,5	11		0,14	0,5	1,54	2,67						
10	1	1,5	1,5		0,16	0,6	0,24	0,32						
11, 12	2	7,5	15		0,15	0,55	2,25	3,42						
13	1	1,1	1,1		0,16	0,6	0,176	0,23						
14	1	8	8		0,8	0,95	6,4	2,10						
16	1	13,5	13,5		0,55	0,95	7,425	2,44						
22	1	7	7		0,36	0,5	2,52	4,36						
23	1	24	24		0,2	0,4	4,8	11,00						
24, 25	2	5	10		0,4	0,5	4	6,93						
26	1	2	2		0,65	0,8	1,3	0,98						
36, 37	2	32	64		0,8	0,95	51,2	16,83						
ИТОГО ШРА-1	17	1,1÷32	182,10	<3	0,46	0,83	84,23	55,61	11,38	1,32	111,18	55,61	124,32	188,88
ШМТ1														
15	1	14	14		0,06	0,45	0,84	1,67						
ШРА-2														
6	1	4,5	4,5		0,14	0,5	0,63	1,09						
7	1	5,25	5,25		0,16	0,6	0,84	1,12						
8, 9	2	1,5	3		0,16	0,6	0,48	0,64						
17	1	13,5	13,5		0,55	0,95	7,425	2,44						
18	1	20	20		0,8	0,95	16	5,26						
19	1	20	20		0,5	0,8	10	7,50						
20	1	12	12		0,13	0,5	1,56	2,70						
21	1	8	8		0,36	0,5	2,88	4,99						
27-30	4	18	72		0,7	0,9	50,4	24,41						
31, 32	2	11	22		0,16	0,6	3,52	4,69						
34	1	4,5	4,5		0,16	0,6	0,72	0,96						
35	1	15	15		0,65	0,8	9,75	7,31						
ИТОГО ШРА-2	18	1,5÷20	206,75	>3	0,51	0,85	104,6	63,95	20,68	1,20	125,55	63,95	140,90	214,07
ШМТ 2														
33	1	7	7		0,06	0,45	0,42	0,83						
ИТОГО	37	1,1÷45	479	>3	0,5	0,87	238	136	21,28	1,40	333,7	135,83	360,28	547,40

Таблица 9.2- Расчет второго уровня электроснабжения для варианта 2

наименование электроприемников	количество электроприемников рабочих	установленная мощность приведенная к ПВ=100%, кВт		$m = P_{ном_макс} / P_{ном_мин}$	коэффициент использования, K_u	$\cos(\varphi)/tg(\varphi)$	средняя нагрузка за максимально нагруженную смену		эффективное число электроприемников, $n_{эф} = 2 * P_{ном_макс} / P_{ном_макс}$	коэффициент максимума, K_m	максимальная расчетная нагрузка			ток I_m, A
		$P_{ном}$ одного электроприемника (наибольшего – наименьшего)	$P_{ном}$ общая рабочих				$P_{см} = K_u * P_{ном}, кВт$	$Q_{см} = P_{см} * tg(\varphi), кВАр$			$P_m = K_m * P_{см}, кВт$	$Q_m = (1.0 \dots 1.1) Q_{см}, кВАр$	$S_m, кВА$	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
СП-1														
1, 2	2	45,00	90,00		0,55	0,95	49,5	16,27						
3	1	11,00	11,00		0,14	0,50	1,54	2,67						
4, 5	2	5,50	11,00		0,14	0,50	1,54	2,67						
10	1	1,50	1,50		0,16	0,60	0,24	0,32						
11, 12	2	7,50	15,00		0,15	0,55	2,25	3,42						
ИТОГО СП-1	8	1,5÷45	128,50	<3	0,43	0,91	55,07	25,34	5,71	1,66	91,42	27,88	95,57	145,21
СП-2														
6	1	4,50	4,50		0,14	0,50	0,63	1,09						
7	1	5,25	5,25		0,16	0,60	0,84	1,12						
8, 9	2	1,50	3,00		0,16	0,60	0,48	0,64						
17	1	13,50	13,50		0,55	0,95	7,425	2,44						
18	1	20,00	20,00		0,80	0,95	16	5,26						
19	1	20,00	20,00		0,50	0,80	10	7,50						
20	1	12,00	12,00		0,13	0,50	1,56	2,70						
21	1	8,00	8,00		0,36	0,50	2,88	4,99						
ИТОГО СП-2	9	1,5÷20	86,25	>3	0,46	0,84	39,82	25,74	8,63	1,42	56,54	28,32	63,23	96,07
СП-3														
13	1	1,10	1,10		0,16	0,60	0,176	0,23						
14	1	8,00	8,00		0,80	0,95	6,4	2,10						
22	1	7,00	7,00		0,36	0,50	2,52	4,36						
23	1	24,00	24,00		0,20	0,40	4,8	11,00						
24, 25	2	5,00	10,00		0,40	0,50	4	6,93						
36, 37	2	32,00	64,00		0,80	0,95	51,2	16,83						
ИТОГО СП-3	8	1,1÷32	114,10	>3	0,61	0,86	69,1	41,46	7,13	1,32	91,21	45,60	101,97	154,93
СП-4														
16	1	13,50	13,50		0,55	0,95	7,425	2,44						
26	1	2,00	2,00		0,65	0,80	1,3	0,98						
27, 29, 30	3	18,00	54,00		0,70	0,90	37,8	18,31						
ИТОГО СП-4	6	1,42÷9,96	83,50	>3	0,57	0,9	47,37	23,39	9,28	1,28	60,6	25,73	65,86	100,06
ШМТ1														
15	1	14,00	14,00		0,06	0,45	0,84	1,67						
СП-5														
28	1	18,00	18,00		0,70	0,90	12,6	6,10						
31, 32	2	11,00	22,00		0,16	0,60	3,52	4,69						
34	1	4,50	4,50		0,16	0,60	0,72	0,96						
35	1	15,00	15,00		0,65	0,80	9,75	7,31						

ИТОГО СП-5	6	4,5÷18	66,50	>3	0,41	0,81	27,01	19,90	7,39	1,55	41,9	21,89	47,24	71,78
ШМТ2														
33	1	7,00	7,00		0,06	0,45	0,42	0,83						
ИТОГО	37	1,1÷45	478,85	>3	0,5	0,87	238	136	21,28	1,40	333,7	135,83	360,28	547,40

7.3 Расчет параметров элементов электроснабжения для вариантов схем электроснабжения цеха

7.3.1 Выбор марок распределительных пунктов и шинопроводов

Распределительные пункты и шинопроводы выбираем исходя из количества присоединений и рабочего тока самого пункта или шинопровода [2].

Выбор для конкретных вариантов 1 и 2 представлен в таблицах 7.3-7.4 соответственно.

Таблица 7.3- Выбор шинопроводов (вариант 1)

Наименование	Максимальный расчетный ток, А	Тип шинопровода	Допустимый ток, А
1	2	3	4
ШРА-1	188,88	ШРА73-250-32-1УЗ	250
ШРА-2	214,07	ШРА73-250-32-1УЗ	250

Таблица 7.4 - Выбор СП (вариант 2)

Наименование	Максимальный расчетный ток, А	Тип СП	Допустимый ток, А
1	2	3	4
СП-1	145,21	ПР 8503-1002-6УХЛ2 (навесной)	200
СП-2	96,07	ПР 8503-1002-6УХЛ2 (навесной)	200
СП-3	154,93	ПР 8503-1002-6УХЛ2 (навесной)	200
СП-4	100,06	ПР 8503-1002-6УХЛ2 (навесной)	200
СП-5	71,78	ПР 8503-1002-6УХЛ2 (навесной)	200

7.3.2 Выбор параметров коммутационно-защитных аппаратов и уставок их защиты

В данном пункте необходимо произвести выбор коммутационно-защитных аппаратов и их уставок защиты, выбор сечений кабельных линий для двух вариантов электроснабжения цеха.

Вариант №1.

Для каждого приёмника найдём максимальный и пусковой ток. Приведём пример расчёта для ЭП №1:

Расчетный ток, протекающий через кабель определяем по расчетным активной и реактивной мощностям электроприемников питающихся от данного кабеля:

$$I_{РАСЧ} = \frac{\sqrt{P_m^2 + Q_m^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{\sqrt{40.5^2 + 13.31^2}}{\sqrt{3} \cdot 0.38} = 64.77 \text{ А.} \quad (101)$$

Для питания электроприемника используем кабель марки АВВГ сечением 4х35 мм² с длительно допустимым током I_{доп}=81,2 А проложенным в полу. Для защиты кабеля применим автоматический выключатель ВА 57-31 с номинальным током 80 А.

Выбранное сечение проводника по условиям нагрева должно быть согласовано с аппаратом защиты этого проводника по условию:

$$I_{доп} \geq \frac{I_{\Sigma} \cdot K_3}{K_{прокл}} \text{ или } 81.2 \geq \frac{80 \cdot I}{I} \text{ или } 81.2 \geq 80, \quad (102)$$

где K_3 - коэффициент защиты или кратность защиты, по табл. 4.1 [2, стр.33], $K_{прокл} = 1$, коэффициент прокладки.

Определим пусковой ток:

$$I_{II} = K_{II} \cdot I_m = 3 \cdot 64.77 = 194.32 \text{ А,}$$

где K_{II} кратность пускового тока;

Ток срабатывания электромагнитного расцепителя для автомата ВА57-31 равен

$$I_{ЭМ.РЦ} = 400 \text{ А} > 194.32 \text{ А}$$

Для остальных приёмников расчёт аналогичен. Результаты расчёта сведём в таблицу.

Таблица 7.5- Выбор сечений, марки проводов и уставок защиты кабелей

№ эл. Приемника	активная нагрузка питающего кабеля Р _м , кВт	реактивная нагрузка питающего кабеля Q _м ,кВАр	I _{расч_каб} (пров), А	номинал ток расцепителя автомата защиты, I _{рц} ном, А	марка автомата	Сечение кабеля F, кв. мм	марка кабеля	длит доп ток каб (пров) с учетом всех коэф -тов, I _{доп} , А	пусковой/ пиковый ток I _{пуск} /I _{пик}
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	40,5	13,31	64,77	80	ВА 57-31	4х35	АВВГ	82,8	194,32
2	40,5	13,31	64,77	80	ВА 57-31	4 х 35	АВВГ	82,8	194,32
3	9,9	17,15	30,08	40	ВА 57-31	4 х 16	АВВГ	55,2	90,25
4	4,95	8,57	15,04	25	ВА 57-31	4 х 6	АВВГ	29,44	45,12
5	4,95	8,57	15,04	25	ВА 57-31	4 х 6	АВВГ	29,44	45,12
6	4,05	7,01	12,31	16	ВА 57-31	4 х 4	АВВГ	24,84	36,92
7	4,73	6,30	11,96	16	ВА 57-31	4 х 4	АВВГ	24,84	35,89
8	1,35	1,80	3,42	10	ВА 57-31	4 х 4	АВВГ	24,84	10,26
9	1,35	1,80	6,84	10	ВА 57-31	4 х 4	АВВГ	24,84	10,26
10	1,35	1,80	3,42	10	ВА 57-31	4 х 4	АВВГ	24,84	10,26
11	6,75	10,25	18,65	25	ВА 57-31	4 х 6	АВВГ	29,44	55,94

Продолжение таблицы 9.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
12	6,75	10,25	18,65	25	BA 57-31	4 x 6	ABBG	29,44	55,94
13	0,99	1,32	2,51	10	BA 57-31	4 x 4	ABBG	24,84	7,52
14	7,2	2,37	11,52	16	BA 57-31	4 x 4	ABBG	24,84	34,55
15	6,64	13,18	22,42	25	BA 57-31	4 x 6	ABBG	29,44	67,26
16	12,15	3,99	19,43	25	BA 57-31	4 x 6	ABBG	29,44	58,29
17	12,15	3,99	19,43	25	BA 57-31	4 x 6	ABBG	29,44	58,29
18	18,00	5,92	28,79	32	BA 57-31	4 x 10	ABBG	38,64	86,36
19	18	13,5	34,19	40	BA 57-31	4 x 16	ABBG	55,2	102,56
20	10,8	18,71	32,82	40	BA 57-31	4 x 16	ABBG	55,2	98,45
21	7,2	12,47	21,88	25	BA 57-31	4 x 6	ABBG	29,44	65,64
22	6,30	10,91	19,14	25	BA 57-31	4 x 6	ABBG	29,44	57,43
23	21,60	49,49	82,04	100	BA 57-31	4 x 50	ABBG	101,2	246,13
24	4,50	7,79	13,67	16	BA 57-31	4 x 4	ABBG	24,84	41,02
25	4,50	7,79	13,67	16	BA 57-31	4 x 4	ABBG	24,84	41,02
26	1,80	1,35	3,42	10	BA 57-31	4 x 4	ABBG	24,84	10,26
27	16,2	7,85	27,35	32	BA 57-31	4 x 10	ABBG	38,64	82,04
28	16,2	7,85	27,35	32	BA 57-31	4 x 10	ABBG	38,64	82,04
29	16,2	7,85	27,35	32	BA 57-31	4 x 10	ABBG	38,64	82,04
30	16,2	7,85	27,35	32	BA 57-31	4 x 10	ABBG	38,64	82,04
31	9,90	13,20	25,07	32	BA 57-31	4 x 10	ABBG	38,64	75,21
32	9,90	13,20	25,07	32	BA 57-31	4 x 10	ABBG	38,64	75,21
33	3,32	6,59	11,21	16	BA 57-31	4 x 4	ABBG	24,84	33,63
34	4,05	5,4	10,26	16	BA 57-31	4 x 4	ABBG	24,84	30,77
35	13,5	10,125	25,64	32	BA 57-31	4 x 10	ABBG	38,64	76,92
36	28,80	9,47	46,06	63	BA 57-31	4 x 25	ABBG	69	138,18
37	28,80	9,47	46,06	63	BA 57-31	4 x 25	ABBG	69	138,18

Произведем выбор сечений кабельных линий и аппаратов защиты шинопроводов и силовых пунктов, покажем на примере ШРА №1.

Расчетный ток ШРА, определенный по методу упорядоченных диаграмм, равен: $I_{РАСЧ} = 188.88$ А. Для защиты электроприемника выберем автомат марки ВА57-35 с номинальным током $I_{РЦ,НОМ} = 200$ А. Выбранный автомат отвечает требованию селективности, т.е. ток расцепителя больше номинальных токов расцепителей автоматов защищающих отходящие линии. Для питания ШРА используем три параллельно проложенных кабеля марки АBBГ 4 x 25 мм², с длительно допустимым током $69 \times 3 = 207$ А.

Выбранное сечение проводника по условиям нагрева должно быть согласовано с аппаратом защиты этого проводника по условию:

$$I_{доп} \geq \frac{I_{\Sigma} \cdot K_3}{K_{прокл}} \quad \text{или} \quad 207 \geq \frac{200 \cdot 1}{1} \quad \text{или} \quad 207 \geq 200, \quad (103)$$

Определим пиковый ток:

$$I_n = i_{nm} + (I_m - K_u \cdot i_{nm}), = 188.88 + (246.13 - 82.04 \cdot 0.12) = 425.17 \text{ А} \quad (104)$$

Ток срабатывания электромагнитного расцепителя равен 500 А, отсюда следует что автомат не сработает на пиковый ток. Расчет для остальных СП и ШРА производится аналогичным образом, сведем результаты расчетов в таблицу 7.6.

Таблица 7.6 - Выбор сечений кабельных линий и защитных аппаратов для СП

№ ШРА/СП	И _{расч_каб} (пров), А	номинал ток расцепителя автомата защиты, I _{рц} ном, А	Марка автомата	F, кв. мм	Марка кабеля	длит доп ток каб (пров) с учетом всех коэф –тов I _{доп} , А	пусковой/ пиковый ток I _{пуск} /I _{пик}	ток срабатывания электромагнитного расцепителя автомата
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Вариант 1							
ШРА-1	188,88	200	ВА 57-35	(4х25)х3	АВВГ	207	222,04	500
ШРА-2	214,07	250	ВА 57-35	(4х50)х3	АВВГ	303,6	223,92	500
	Вариант 1							
СП-1	145,21	160	ВА 57-35	(4х16)х3	АВВГ	165,6	331,75	500
СП-2	96,07	100	ВА 57-31	4х50	АВВГ	101,2	194,52	400
СП-3	154,93	160	ВА 57-35	(4х50)х3	АВВГ	303,6	391,22	500
СП-4	100,06	125	ВА 57-35	4х70	АВВГ	128,8	178,83	500
СП-5	71,78	100	ВА 57-35	4х50	АВВГ	101,2	150,54	400

Выбор сечений проводов и кабельных линий был произведен, вместе с выбором коммутационно-защитных аппаратов. Выбранное сечение проводника для каждого приемника и СП/ШРА по условиям нагрева было согласовано с аппаратом защиты этого проводника по условию:

$$I_{доп} \geq \frac{I_{\Sigma} \cdot K_3}{K_{прокл}}.$$

7.3.3 Расчет крановых троллеев

Расчет троллейных линий, где в качестве материала применена угловая сталь, может быть произведён методом, который сводится к выбору размеров угловой стали, удовлетворяющих условиям нагрева и допустимой потери напряжения.

Произведем расчет крановых троллеев для электропотребителя № 15.

Таблица 7.7- Параметры крана

Параметры	Для кранов
P _{ном} , кВт	14
КПД η	0,785

Цель – произвести выбор троллеев из угловой стали с наибольшим удалением от точки присоединения питания $L = 18$ м.

Определим номинальную и потребляемую мощность крана:

$$P_{НОМ} = P_{УСТ} \cdot \sqrt{ПВ} = 14 \cdot \sqrt{0,4} = 8.85, \text{ кВт}, \quad (105)$$

$$P_{ПОТР} = P_{НОМ} / \eta = 8.85 / 0,8 = 11.062, \text{ кВт}. \quad (106)$$

Определим номинальную мощность крановых электродвигателей:

$$P_{НОМ_1} = P_{УСТ_1} \cdot \sqrt{ПВ} = 8 \cdot \sqrt{0,4} = 5.06, \text{ кВт}, \quad (107)$$

$$P_{НОМ_2} = P_{УСТ_2} \cdot \sqrt{ПВ} = 6 \cdot \sqrt{0,4} = 3.795, \text{ кВт}. \quad (108)$$

Определим эффективное число крановых электродвигателей:

$$n_{\Sigma} = \frac{[\sum P_{НОМ_i}]^2}{\sum P_{НОМ_i}^2} = \frac{[5.06 + 3.795]^2}{5.06^2 + 3.795^2} = 1,96 \approx 2 \quad (109)$$

По рис. 4.11 [13. стр.127] определяем K_{30} – коэффициент спроса для кранов для эффективного числа электроприемников $n_{\Sigma}=2$ при среднем режиме работы: $K_{30} = 0,47$.

Определим мощность активной тридцатиминутной нагрузки:

$$P_{30} = P_{ПОТР} \cdot K_{30} = 11.062 \cdot 0,47 = 5.2, \text{ кВт}. \quad (110)$$

Определяем тангенс фи, по коэффициенту мощности: $\text{tg}(\varphi)=2,291$, при $\text{Cos}(\varphi)=0,4$.

Определяем максимальный ток, равный току активной тридцатиминутной нагрузки:

$$\begin{aligned} I_{МАКС} &= I_{30} = \sqrt{(P_{ПОТР} \cdot K_{30})^2 + (P_{30} \cdot \text{tg}(\varphi))^2} / (\sqrt{3} \cdot 380) \cdot 1000 = \\ &= \sqrt{(11.062 \cdot 0,47)^2 + (5.2 \cdot 2,291)^2} / (\sqrt{3} \cdot 380) \cdot 1000 = 19.749 \text{ А} \end{aligned} \quad (111)$$

Определим пиковый (кратковременный) ток крана:

$$I_{ПИК} = I_{ПУСК,МАКС_1} + (I_{МАКС} - K_{30} \cdot I_{НОМ_1}) = 41.128 + (19.749 - 0,47 \cdot 15.376) = 58.65 \text{ А} \quad (112)$$

где, $I_{НОМ_1}$ – номинальный ток наиболее мощного двигателя, $I_{ПУСК,МАКС_1}$ – максимальный пусковой ток двигателя, определяемые по формулам:

$$I_{НОМ_1} = \frac{P_{НОМ_1} \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot \cos(\varphi)} = \frac{5,06 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,5} = 15,376, \text{ А.} \quad (113)$$

$$I_{МАКС,ПУСК_1} = K_{ПУСК} \cdot I_{НОМ_1} = 3 \cdot 15,376 = 46,128, \text{ А} \quad (114)$$

Для пикового тока, равного 58,65 А, подбираем угловую сталь размером (25х25х3) по таб. 4.15 [13. стр. 127], для которой омического сопротивление равно (1,01 Ом/км), определенное по той же таблице.

Проверяем выбранную сталь по току нагрузки ($I_{30}=31,068 \text{ А}$) по таб. 4.15 [13. стр. 127]. Для стали размером (25х25х3) длительно допустимый ток составляет $I_{ДОП}=155 \text{ А}$, что больше $I_{30}=19,749 \text{ А}$. Следовательно принимаем выбранную сталь.

Определяем потерю напряжения при пуске:

$$\Delta U_{\%} = \frac{I_{пик} \cdot L \cdot r_{уд}}{U_n} \cdot 100 = \frac{1,01 \cdot 18 \cdot 58,65}{380 \cdot 1000} \cdot 100 = 0,28 \%. \quad (115)$$

Полученное значение падения напряжения при пуске двигателя не превышает допустимое (10%), с учетом потерь напряжения в питающих кабелях эта разница возрастает несколько больше. В первом варианте потеря напряжения в питающих элементах наибольшая и составляет 0,13 %, при этом суммарные потери напряжения составят, у учетом того что в нормальном режиме работы $0,28+0,13=0,41\%$, что допустимо. Для потребителя № 33 принимаем ту же сталь (25х25х3), что и для потребителя №15, так как паспортная мощность приемника №33 меньше чем у приемника №15, следовательно расчетный ток также будет меньше и ниже номинального для выбранной стали.

7.4 Электротехнический расчет осветительной сети

Электротехнический расчет рабочего освещения

Целью электротехнического расчета освещения является определение сечения кабеля, которым будет выполнена осветительная сеть, а также определение потери напряжения в осветительной сети.

Произведем выбор сечения кабеля рабочего освещения подробно проектируемого цеха. Питание осветительной нагрузки осуществляем от одного щита освещения. Расчет производим методом моментов по наибольшему падению напряжения (у наиболее удаленных или наиболее мощных ламп).

Определяем расчетную нагрузку одной лампы:

$$P_p = P_{НОМ} \cdot K_C \cdot K_{ПА} = 150 \cdot 0,95 \cdot 1,1 = 157 \text{ Вт,} \quad (116)$$

где K_c – коэффициент спроса; $K_c = 0,95$ [1, стр. 271]; $K_{пра}$ – коэффициент, учитывающий потери мощности в пускорегулирующей аппаратуре. $K_{пра} = 1,1$ для лампы CL.

Распределение моментов по фазам выглядит следующим образом:



Рисунок 7.3. – Схема замещения сети рабочего освещения

$$M_A = P_p \cdot N_{cb} \cdot l_1 = 157 \cdot 2 \cdot (15 + 14 + 22 + 30 + 9.6 \cdot 4 + 12.8 + 6.4) = 43520 \text{ Вт} \cdot \text{м}; \quad (117)$$

$$M_B = 157 \cdot 2 \cdot (15 + 14 + 22 + 30 + 9.6 \cdot 4 + 6.4 \cdot 4) = 45530 \text{ Вт} \cdot \text{м}; \quad (118)$$

$$M_C = 157 \cdot 2 \cdot (15 + 14 + 22 + 30 + 3.2 \cdot 4 + 6.4 \cdot 6) = 41511 \text{ Вт} \cdot \text{м}; \quad (119)$$

где l_1 – это суммарное расстояние до “середин” групп освещения, пофазно. Для Пример определения длины до середины группы показан на рисунке для группы 1. Принимается что шкаф освещения располагается на высоте 1,5 м от пола, тогда расстояние от ЩО до потолка составляет 8,5, светильники аварийного освещения располагаются на высоте 2,5 м от пола.

Нагрузка по фазам распределена практически равномерно.

Определяем расчетную нагрузку освещения щита освещения:

$$P_{PO} = P_p \cdot N_{cb} = 157 \cdot 24 = 3768 \text{ Вт}, \quad (120)$$

где $N_{cb} = 24$ – количество светильников, присоединенных к щиту освещения.

Расчетный ток на участке пятипроводной трехфазной сети определяется по выражению:

$$I_{po} = \frac{P_{po}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos(\varphi)} = \frac{3,768}{\sqrt{3} \cdot 0.38 \cdot 0.59} = 9.703 \text{ А}, \quad (121)$$

где $\cos(\varphi) = 0.59$ – коэффициент мощности осветительной нагрузки, для ламп CL.

Для защиты кабеля устанавливаем на ВРУ автомат ВА-100, с номинальным током расцепителя $I_{рц.ном} = 31.5 \text{ А}$, принимаем кабель питания ОЩВ№1 АВВГ

$5 \times 10 \text{ мм}^2$, с длительно допустимым током $I_{дон} = 38.64 \text{ А}$, при этом выполняется условие:

$$I_{дон} \geq \frac{I_{расц} \cdot K_3}{K_{прокл}} \quad \text{или} \quad 38.64 \geq \frac{32 \cdot 1}{1} \quad \text{или} \quad 38.64 \geq 32, \text{ где } K_3 - \text{коэффициент защиты,}$$

$K_{прокл}$ - коэффициент прокладки.

Автомат на вводе выбираем ВА-100, с номинальным током расцепителя $I_{рц.ном} = 31.5 \text{ А}$, что удовлетворяет требованию селективности.

Щит №1

Расчетный ток группы:

$$I_{po} = \frac{P_p \cdot N_{zp}}{U_\phi \cdot \cos(\varphi)} = \frac{0.157 \cdot 6}{0.22 \cdot 0.59} = 7.3 \text{ А}; \quad (122)$$

Выбираем кабель АВВГ $5 \times 6 \text{ мм}^2$, длительно допустимый ток которого 29,44 А.

Определяем суммарные моменты нагрузки для вычисления потерь напряжения.

Щит №1, изображена первая группа.

ЩО

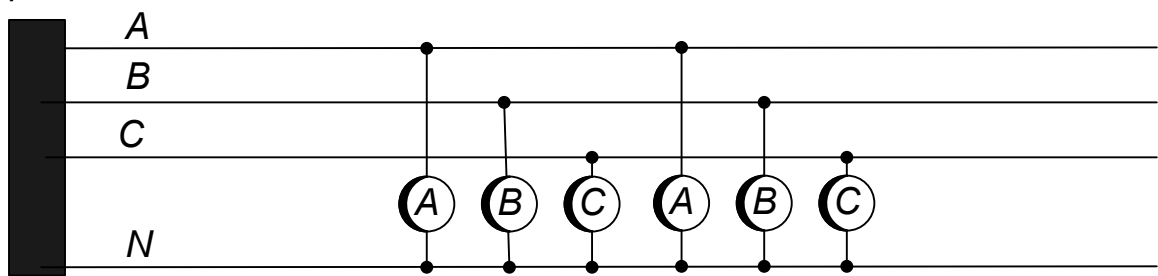


Рисунок 9.4 – Схема подключения ламп рабочего освещения

$$M_l = \sum P \cdot l = 10.032 \cdot 12 = 120.384 \text{ кВт} \cdot \text{м}; \quad (123)$$

где l - расстояния от ЩО до шин КТП.

Потери напряжения:

$$\Delta U_l = \frac{M_l}{s_l \cdot K_c} = \frac{120.384}{10 \cdot 44} = 0.274 \%, \quad (124)$$

где: s – сечение провода; K_c – коэффициент, зависящий от схемы питания и материала проводника; $K_c = 44$ [1, табл. 10.7];

Моменты нагрузок в самых удалённых лампах. Самой удаленной является четвертая группа (фаза С).

Определяем расчетную нагрузку группы:

$$P_{гп} = P_p \cdot N_{гп} = 418 \cdot 2 / 1000 = 0.836 \text{ кВт} \cdot \text{м}, \quad (125)$$

где $N_{св} = 2$ - количество светильников в группе от фазы С.

Определим момент:

$$M_{св} = P_{гр} \cdot L_1 = 0.836 \cdot 52.4 = 43.806 \text{ Вт} \cdot \text{м}; \quad (126)$$

где L_1 – учитывает подъем кабеля вдоль стены от ЩО№1 до потолка 8,5м, прокладку по потолку вдоль цеха м, прокладку по потолку поперек цеха до середины цеха, спуск кабеля к светильнику 0,5 м.

Потери напряжения в самых удалённых лампах:

$$\Delta U_{св} = \frac{M_{св}}{s_{св} \cdot K_c} + \Delta U_l = \frac{43.806}{6 \cdot 7.4} + 0.274 = 0.987 + 0.274 = 1.261 \text{ } \%; \quad (127)$$

Падения напряжений не превышают допустимые.

Электротехнический расчет аварийного освещения

Аварийное освещение выполняем энергосберегающими лампами.

Питание осуществляем от щита ОЦВ – 6, автомат на вводе АЕ-2046, на отходящих линиях АЕ – 3161, 2 штуки. Для каждой группы будет следующая схема:

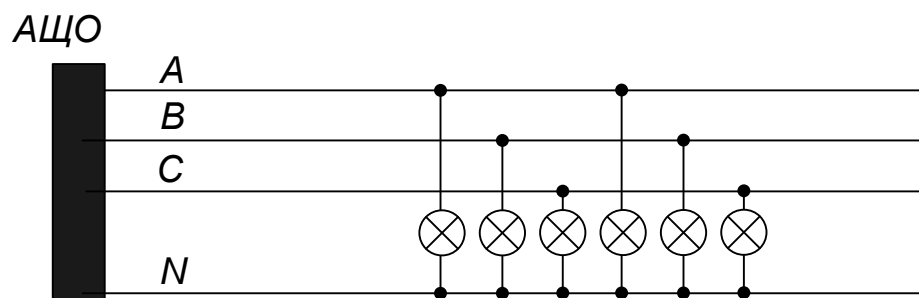


Рисунок 7.5 – Схема подключения ламп аварийного освещения

Определяем расчетную нагрузку одной лампы:

$$P_p = P_{ном} \cdot K_c = 65 \cdot 1 = 65 \text{ Вт}. \quad (128)$$

Распределение моментов по фазам выглядит следующим образом:

$$M_A = 65 \cdot 4 \cdot (17.5 \cdot 2 + 11 + 13 + 13) = 18720 \text{ Вт} \cdot \text{м}; \quad (129)$$

$$M_B = 65 \cdot 4 \cdot (11 + 13 + 13 + 11 + 11 + 13) = 18720 \text{ Вт} \cdot \text{м}; \quad (130)$$

$$M_C = 65 \cdot 4 \cdot (13 + 11 + 13 + 17.5 \cdot 2) = 18720 \text{ Вт} \cdot \text{м}; \quad (131)$$

Нагрузка по фазам распределена абсолютно равномерно.

Расчетный ток на участке пятипроводной трехфазной сети.

$$I_{po} = \frac{P_p \cdot N_{св}}{U_\phi \cdot \cos(\varphi)} = \frac{65 \cdot 12}{\sqrt{3} \cdot 380} = 1.185 \text{ А}; \quad (132)$$

Для защиты кабеля устанавливаем в щита аварийного освещения автомат ВА-100, с номинальным током расцепителя $I_{pц.ном} = 10 \text{ А}$., принимаем кабель питания ОЩВ№2 АВВГ $5 \times 2,5 \text{ мм}^2$, с длительно допустимым током $I_{дон} = 17.48 \text{ А}$, при этом выполняется условие:

Расчётный ток для наиболее загруженной фазы:

$$I_{po1} = \frac{2 \cdot 65}{\sqrt{3} \cdot 380} = 0.198 \text{ А}; \quad (133)$$

Принимаем кабель марки АВВГ сечением $5 \times 2,5 \text{ мм}^2$.

Расчётный ток на других проводах такой же, поэтому для остальных также выбираем кабель марки АВВГ сечением $5 \times 2,5 \text{ мм}^2$. Рассчитываем потери напряжения для самой удалённой лампы, для этого в формулу подставляем момент самой большой нагрузки:

$$\Delta U_c = \frac{M_A}{s \cdot K_c} = \frac{(33 + 39) / 2 \cdot 10^{-3} \cdot 65 \cdot 2}{10 \cdot 44} = 0.011 \text{ \%}; \quad (134)$$

Потери напряжения не превышают допустимые.

7.5 Расчет потерь активной и реактивной мощности и падения напряжения в цеховой распределительной сети

Потери мощности и напряжения в распределительной сети складываются из потерь в кабелях и шинопроводах.

Вариант №1.

Пример. ЭП №1.

Определяем длину кабеля по чертежу от ЭП №1 до ШРА-1 : длина кабеля составляет 32,9 м. Определим падения напряжения в кабеле от ЭП1 до КТП.

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{РАСЧ_КАБ}} \cdot L \cdot (r \cos(\phi) + x \sin(\phi))}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100\% =$$

$$= \frac{\sqrt{3} \cdot 64,77 \cdot 32,9 \cdot (0,298 \cdot 0,95 + 0,0212 \cdot 0,31)}{380} \cdot 100\% = 2,81 \text{ В} \quad (135)$$

В этой формуле r и x – удельные сопротивления провода определяются по таб. 3.5 [1. стр.54]. $I_{\text{РАСЧ_КАБ}}$ - максимальный расчётный ток, А; L - длина кабельной линии.

Потери мощности в кабельной линии или в потерь в проводах находим по формуле:

$$\Delta P = 3 \cdot I_{\text{РАСЧ_КАБ}}^2 \cdot L \cdot r_{\text{уд}} \cdot 10^{-6} = 3 \cdot 64,77^2 \cdot 32,9 \cdot 0,298 / 10^{-6} = 0,123 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q = 3 \cdot I_{\text{РАСЧ_КАБ}}^2 \cdot L \cdot x_{\text{уд}} \cdot 10^{-6} = 3 \cdot 64,77^2 \cdot 32,9 \cdot 0,0212 / 10^{-6} = 0,008 \text{ кВар}.$$

Потери напряжения для первого варианта на электроприемники складываются из потерь в кабельной линии до ШРА и потерь в кабельной линии от ШРА до шин подстанции и потерь в самом ШРА. Расчет падений напряжения и потерь мощности для остальных кабельных линий электроприемников и силовых пунктов выполняется аналогично, результаты расчетов сведем в таблицу 9.8.

Таблица 7.8 - Расчет потерь мощности и напряжений в кабельных линиях, вариант 1

№ ЭП/СП	Расчётный ток $I_{\text{расч}}$, А	Длина кабеля L , м	$\cos(\phi)$	$\sin(\phi)$	Удельное сопротивление R , Ом/км	Удельное сопротивление X , Ом/км	Потери мощности P , кВт	Потери мощности Q , кВар	Потери напряжения, В	Потери напряжения, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	64,77	32,9	0,95	0,31	0,298	0,0212	0,123	0,0088	2,81	0,74
2	64,77	30,9	0,95	0,31	0,298	0,0212	0,116	0,0083	2,64	0,70
ОТ ТП до ШРА-1	188,88	26,2	0,83	0,55	0,417	0,0221	1,168	0,0619	8,12	2,14
ШРА-1	188,88	12	0,83	0,55	0,208	0,0208	0,268	0,0268	1,91	0,50
3	30,08	7,9	0,50	0,87	0,650	0,0225	0,014	0,0005	0,37	0,10
4	15,04	7,1	0,50	0,87	1,737	0,0300	0,008	0,0001	0,44	0,11
5	15,04	7,2	0,50	0,87	1,737	0,0300	0,008	0,0001	0,44	0,12
10	3,42	2	0,60	0,80	2,603	0,0317	0,000	0,0000	0,05	0,01

11	18,65	1,8	0,55	0,84	1,737	0,0300	0,003	0,0001	0,15	0,04
12	18,65	1,8	0,55	0,84	1,737	0,0300	0,003	0,0001	0,15	0,04
13	2,51	2,4	0,60	0,80	2,603	0,0317	0,000	0,0000	0,04	0,01
14	11,52	4,2	0,95	0,31	2,603	0,0317	0,004	0,0001	0,55	0,14
15	22,42	6	0,45	0,89	1,737	0,0300	0,016	0,0003	0,50	0,13
16	19,43	2,1	0,95	0,31	1,737	0,0300	0,004	0,0001	0,31	0,08
22	19,14	9,6	0,5	0,87	1,737	0,0300	0,018	0,0003	0,75	0,20
23	82,04	6,4	0,4	0,92	0,208	0,0208	0,027	0,0027	0,25	0,06
24	13,67	10,4	0,5	0,87	2,603	0,0317	0,015	0,0002	0,86	0,23
25	13,67	9,7	0,5	0,87	2,603	0,0317	0,014	0,0002	0,80	0,21
26	3,42	6,3	0,8	0,60	2,603	0,0317	0,001	0,0000	0,21	0,05
36	46,06	15,6	0,95	0,31	0,417	0,0221	0,041	0,0022	1,32	0,35
37	46,06	15,4	0,95	0,31	0,417	0,0221	0,041	0,0022	1,30	0,34
От ТП до ШРА-2	214,07	9,8	0,85	0,52	0,208	0,0208	0,281	0,0281	1,80	0,47
ШРА-2	214,07	12	0,85	0,52	0,208	0,0208	0,344	0,0344	2,21	0,58
6	12,31	9,3	0,50	0,87	2,603	0,0317	0,011	0,0001	0,69	0,18
7	11,96	11,3	0,60	0,80	2,603	0,0317	0,013	0,0002	0,98	0,26
8	3,42	7,8	0,60	0,80	2,603	0,0317	0,001	0,0000	0,19	0,05
9	6,84	6,5	0,60	0,80	2,603	0,0317	0,002	0,0000	0,32	0,08
17	19,43	3,6	0,95	0,31	1,737	0,0300	0,007	0,0001	0,53	0,14
18	28,79	2,3	0,95	0,31	1,040	0,0243	0,006	0,0001	0,30	0,08
19	34,19	5,8	0,80	0,60	0,650	0,0225	0,013	0,0005	0,48	0,13
20	32,82	1,2	0,50	0,87	0,650	0,0225	0,003	0,0001	0,06	0,02
21	21,88	3,7	0,50	0,87	1,737	0,0300	0,009	0,0002	0,33	0,09
27	27,35	13,9	0,90	0,44	1,040	0,0243	0,032	0,0008	1,64	0,43
28	27,35	8,2	0,90	0,44	1,040	0,0243	0,019	0,0004	0,97	0,25
29	27,35	8,3	0,90	0,44	1,040	0,0243	0,019	0,0005	0,98	0,26
30	27,35	2,6	0,90	0,44	1,040	0,0243	0,006	0,0001	0,31	0,08
31	25,07	8	0,60	0,80	1,040	0,0243	0,016	0,0004	0,59	0,15
32	25,07	2,6	0,60	0,80	1,040	0,0243	0,005	0,0001	0,19	0,05
33	11,21	12,7	0,45	0,89	2,603	0,0317	0,012	0,0002	0,78	0,20
34	10,26	4,8	0,60	0,80	2,603	0,0317	0,004	0,0000	0,36	0,09
35	25,64	3,8	0,80	0,60	1,040	0,0243	0,008	0,0002	0,38	0,10
Итого							2,466	0,1640		

Вариант №2.

Расчет падений напряжения и потерь мощности для второго варианта выполняется аналогичным образом, как для первого варианта. Результаты расчета сведем в таблицу 9.9.

Таблица 9.9 Расчет потерь мощности и напряжений в кабельных линиях, вариант 2

№ ЭП/СП	Расчётный ток I _{расч} , А	Длина кабеля L, м	cos(φ)	sin(φ)	Удельное сопротивление R, Ом/км	Удельное сопротивление X, Ом/км	Потери мощности P, кВт	Потери мощности Q, кВар	Потери напряжения, В	Потери напряжения, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
СП-1	145,21	30	0,91	0,42	0,65	0,0225	1,233	0,0427	11,91	3,13
1	64,77	4,6	0,95	0,31	0,894	0,0637	0,052	0,0037	1,18	0,31
2	64,77	2,6	0,95	0,31	0,894	0,0637	0,029	0,0021	0,67	0,18

3	30,08	3,5	0,50	0,87	1,95	0,0675	0,019	0,0006	0,50	0,13
4	15,04	5,1	0,50	0,87	5,21	0,09	0,018	0,0003	0,94	0,25
5	15,04	6,9	0,50	0,87	5,21	0,09	0,024	0,0004	1,27	0,33
10	3,42	11,3	0,60	0,80	7,81	0,095	0,003	0,0000	0,84	0,22
11	18,65	10,2	0,55	0,84	5,21	0,09	0,055	0,0010	2,55	0,67
12	18,65	10,5	0,55	0,84	5,21	0,09	0,057	0,0010	2,62	0,69
СП-2	96,07	12,6	0,84	0,54	0,625	0,0625	0,218	0,0218	3,08	0,81
6	12,31	3,2	0,50	0,87	7,81	0,095	0,011	0,0001	0,72	0,19
7	11,96	7,6	0,60	0,80	7,81	0,095	0,025	0,0003	1,97	0,52
8	3,42	7,8	0,60	0,80	7,81	0,095	0,002	0,0000	0,58	0,15
9	6,84	9,6	0,60	0,80	7,81	0,095	0,011	0,0001	1,42	0,37
17	19,43	4,5	0,95	0,31	5,21	0,09	0,027	0,0005	1,98	0,52
18	28,79	3,6	0,95	0,31	3,12	0,073	0,028	0,0007	1,41	0,37
19	34,19	6,5	0,80	0,60	1,95	0,0675	0,044	0,0015	1,62	0,43
20	32,82	7,9	0,50	0,87	1,95	0,0675	0,050	0,0017	1,22	0,32
21	21,88	10,5	0,50	0,87	5,21	0,09	0,079	0,0014	2,81	0,74
СП-3	154,93	70	0,86	0,51	0,20833	0,02083	1,050	0,1050	9,36	2,46
13	2,51	10,7	0,60	0,80	7,81	0,095	0,002	0,0000	0,58	0,15
14	11,52	12	0,95	0,31	7,81	0,095	0,037	0,0005	4,69	1,23
22	19,14	2,4	0,50	0,87	5,21	0,09	0,014	0,0002	0,56	0,15
23	82,04	7,2	0,40	0,92	0,625	0,0625	0,091	0,0091	0,83	0,22
24	13,67	4,8	0,50	0,87	7,81	0,095	0,021	0,0003	1,19	0,31
25	13,67	8	0,50	0,87	7,81	0,095	0,035	0,0004	1,99	0,52
36	46,06	3,4	0,95	0,31	1,25	0,0662	0,027	0,0014	0,86	0,23
37	46,06	6,2	0,95	0,31	1,25	0,0662	0,049	0,0026	1,57	0,41
СП-4	100,06	19	0,897	0,44	0,447	0,0612	0,255	0,0349	3,71	0,98
15	22,42	9,4	0,45	0,89	5,21	0,09	0,074	0,0013	2,33	0,61
16	19,43	13,8	0,95	0,31	5,21	0,09	0,081	0,0014	6,08	1,60
26	3,42	13,1	0,80	0,60	7,81	0,095	0,004	0,0000	1,29	0,34
27	27,35	11,6	0,90	0,44	3,12	0,073	0,081	0,0019	4,11	1,08
29	27,35	7,5	0,90	0,44	3,12	0,073	0,053	0,0012	2,65	0,70
30	27,35	2,2	0,90	0,44	3,12	0,073	0,015	0,0004	0,78	0,20
СП-5	71,78	14,8	0,81	0,59	0,625	0,0625	0,143	0,0143	2,62	0,69
28	27,35	7,5	0,90	0,44	3,12	0,073	0,053	0,0012	2,65	0,70
31	25,07	14,4	0,60	0,80	3,12	0,073	0,085	0,0020	3,18	0,84
32	25,07	11,2	0,60	0,80	3,12	0,073	0,066	0,0015	2,47	0,65
33	11,21	10,6	0,45	0,89	7,81	0,095	0,031	0,0004	1,95	0,51
34	10,26	7,2	0,60	0,80	7,81	0,095	0,018	0,0002	1,60	0,42
35	25,64	1,5	0,80	0,60	3,12	0,073	0,009	0,0002	0,45	0,12
Итого							4,279	0,2605		

7.6 Технико-экономическое сравнение вариантов схемы цеховой сети

Наиболее экономичный вариант электроустановки требует наименьшего значения полных приведенных затрат:

$$Z_i = I_i + E_n \cdot K_i, \quad \text{где} \quad (136)$$

K - капиталовложения в электроустановку, руб.;

$$K = K_{\text{уд.КЛ}} \cdot l_{\text{КЛ}} + K_{\text{уд.СП}} \cdot n_{\text{СП}} + K_{\text{удШП}} \cdot l_{\text{ШП}} + K_{\text{удАВ}} \cdot n_{\text{АВ}} + K_{\text{удПП}} \cdot n_{\text{ПП}}, \quad (137)$$

где $K_{\text{уд.}}$ - цена одного метра кабельной линии (КЛ), шинпровода (ШП) или цена одного выключателя, силового пункта и т.д., руб/м (руб/шт); l - длина кабельной линии, шинпровода, м. n - количество выключателей и т. д.;

E_n - нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, (1/год);

$$E_n = 1 / T_{\text{инв}} = 1 / 8 = 0.125 \quad (138)$$

I - годовые издержки производства, руб/год;

$$I = I_{\text{аор}} + I_{\text{ном}}, \quad \text{где} \quad (139)$$

$I_{\text{аор}}$ - издержки на амортизацию, обслуживание и ремонт, руб/год;

$$I_{\text{аор}} = \frac{a \cdot K}{100}; \quad (140)$$

$I_{\text{ном}}$ - издержки, вызванные потерями электроэнергии в электроустановке, руб/год;

$$I_{\text{ном}} = \beta \cdot \Delta W_{\text{год}}, \quad \text{где} \quad (141)$$

β - средняя себестоимость электроэнергии в энергосистеме, руб/кВт ч;

$\beta = 3,5$ руб/кВт ч;

$\Delta W_{\text{год}}$ - потери электроэнергии в электроустановке в год, кВт ч;

$$\Delta W_{\text{год}} = \Delta P_{\text{max}} \cdot \left(0.124 + \frac{T_{\text{нб}}}{10000}\right)^2 \cdot 8760, \quad \text{где} \quad (142)$$

$T_{\text{нб}}$ - время наибольшей нагрузки, ч; $T_{\text{нб}} = 4500$ ч;

ΔP_{max} - максимальные потери, кВт;

Выполним технико-экономическое сравнение для вариантов распределительной сети низкой стороны.

Цеховая распределительная сеть (вариант 1)

Сравнение вариантов электроснабжения осуществляем только для различающейся части схемы. Результаты расчёта капиталовложений в электроустановку запишем в таблицу.

Таблица 7.11 - Капитальные затраты по варианту 1

Наименование	Цена Куд за шт. или за метр, руб	Количество п, шт. или длина l, м	Капиталовложение К, руб
Кабели			
АВВГ 4х4	11,87р.	87,40	1 037,44р.
АВВГ 4х6	20,82р.	42,90	893,18р.
АВВГ 4х10	20,82р.	49,70	1 034,75р.
АВВГ 4х16	40,36р.	14,90	601,36р.
АВВГ 4х25	70,49р.	57,20	4 032,03р.
АВВГ 4х35	78,71р.	63,80	5 021,70р.
АВВГ 4х50	119,20р.	16,20	1 931,04р.
			14 551,50р.
Шинопроводы			
ШРА - 1, 2			
ШРА73У3 - 250			
Секция прямая У2042	3794,6р. (3 метра.)	8	30 356,80р.
Итого			44 908,30р.

В виду того, что в ТЭС не будем учитывать капитальные затраты на КТП и устройства компенсации, то составляющая И – годовые издержки производства будут включать в себя издержки вызванные потерями электроэнергии в проектируемой сети НН (без учета потерь электроэнергии в трансформаторах КТП, соответственно) – $I_{\text{пот}}$, и издержки на амортизацию, обслуживание и ремонт оборудования $I_{\text{аор}}$.

Потери мощности во внутрицеховой сети каждого из вариантов были определены в расчете второго уровня электроснабжения настоящей работы в п.9.5.

Издержки на амортизацию, обслуживание и ремонт:

$$E_a = 2.4\% [11, \text{табл.2-1}],$$

$$I_{\text{аор1}} = \frac{2.4 \cdot 2470}{100} = 349.24 \text{ руб/год.}$$

Потери электроэнергии в год:

$$\Delta W_{\text{зод1}} = \Delta P_{\text{max1}} \cdot \left(0.124 + \frac{T_{\text{нб}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2.47 \cdot \left(0.124 + \frac{4500}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 7117,87 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Издержки вызванные потерями электроэнергии:

$$I_{\text{ном1}} = \beta \cdot \Delta W_{\text{зод1}} = 3.5 \cdot 7117,87 = 24912.5 \text{ руб/год};$$

Тогда полные приведённые затраты будут равны:

$$Z_1 = I_{\text{ном1}} + I_{\text{аор1}} + E_n \cdot K_1 = 24912.5 + 349.24 + 0.125 \cdot 44\,908,3 = 30875.3 \text{ руб/год.}$$

Цеховая распределительная сеть (вариант 2)

Результаты расчёта капиталовложений в электроустановку запишем в таблицу 7.12.

Таблица 7.12 - Капитальные затраты по варианту 2

Наименование	Цена Куд за шт. или за метр, руб	Количество п, шт. или длина l, м	Капиталовложение К, руб
Кабели			
АВВГ 4х4	11,87р.	87,40	1 037,44р.
АВВГ 4х6	20,82р.	42,90	893,18р.
АВВГ 4х10	20,82р.	49,70	1 034,75р.
АВВГ 4х16	40,36р.	14,90	601,36р.
АВВГ 4х25	70,49р.	57,20	4 032,03р.
АВВГ 4х35	78,71р.	63,80	5 021,70р.
АВВГ 4х50	119,20р.	16,20	1 931,04р.
			14 551,50р.
Шинопроводы			
ШРА - 1, 2			
ШРА73УЗ - 250			
Секция прямая У2042	3794,6р. (3 метра.)	8	30 356,80р.
Итого			44 908,30р.

Издержки на амортизацию, обслуживание и ремонт:

$$E_a = 2.4\% [11, \text{табл.2-1}],$$

$$I_{aop2} = \frac{2.4 \cdot 4280}{100} = 551.7 \text{ руб/год.}$$

Потери электроэнергии в год:

$$\Delta W_{cod2} = \Delta P_{max2} \cdot \left(0.124 + \frac{T_{нб}}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 4.28 \cdot \left(0.124 + \frac{4500}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 12351 \text{ кВтч};$$

Издержки вызванные потерями электроэнергии:

$$I_{nom2} = \beta \cdot \Delta W_{cod2} = 3.5 \cdot 12351 = 43228.5 \text{ руб/год};$$

Тогда полные приведённые затраты будут равны:

$$Z_2 = I_{nom2} + I_{aop2} + E_n \cdot K_2 = 43228.5 + 551.7 + 0.125 \cdot 89017.09 = 54907.2 \text{ руб/год};$$

Сравним варианты:

$$\Delta Z = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2} \cdot 100\% = \frac{54907.2 - 30875.3}{54907.2} \cdot 100 = 43.8\%;$$

Разница в затратах на реализацию сравниваемых вариантов оказалась больше, чем 5%, дальнейшие расчеты будем вести по варианту №1 (вариант с использованием шинопроводов).

7.7 Проверка оборудования в сети напряжением ниже 1000В на отключающую способность и чувствительность к токам КЗ

7.7.1 Расчет токов трехфазного короткого замыкания в сети напряжением ниже 1000В

Ввиду большой электрической удаленности электроустановок напряжением до 1 кВ от электрической системы в качестве источника питания принимают шины высокого напряжения понижающего трансформатора 10/0,4 кВ.

При напряжении до 1 кВ даже небольшое сопротивление оказывает существенное влияние на ток короткого замыкания. Поэтому в расчетах учитывают все сопротивления короткозамкнутой цепи, как индуктивные, так и активные. Кроме того, учитывают активные сопротивления всех переходных контактов в этой цепи; сопротивления шин и шинопроводов, индуктивные сопротивления катушек выключателей и трансформаторов тока. Схема замещения имеет вид:

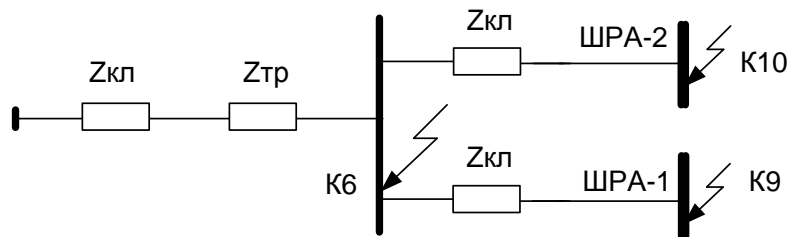


Рисунок 7.6 –Схема замещения

Результирующее сопротивление «внешней сети» (по отношению к сети 0,4 кВ) при коротком замыкании на шине НН трансформатора КТП составляет (см. п.6.2):

$$R_{рез.вн}^* = 0.436 \text{ о.е.};$$

$$X_{рез.вн}^* = 0.95 \text{ о.е.};$$

Приведем сопротивление к низшей ступени напряжения в именованных единицах:

$$R_{рез.вн} = R_{рез.вн}^* \cdot U_{\bar{o}}^2 / S_{\bar{o}} = 0.436 \cdot 0.4^2 / 100 = 0,0006976 \text{ Ом};$$

$$X_{рез.вн} = X_{рез.вн}^* \cdot U_{\bar{o}}^2 / S_{\bar{o}} = 0.95 \cdot 0.4^2 / 100 = 0,00152 \text{ Ом};$$

Определим сопротивления трансформатора КТП (ТМ-250).

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{4100 \cdot 400^2}{250000^2} = 0,010496 \text{ Ом}; \quad (143)$$

$$X_T = \sqrt{\left(\frac{U_K}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_K}{S_{НОМ}}\right)^2} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} \cdot 10^3 = \sqrt{\left(\frac{4.5}{100}\right)^2 - \left(\frac{4.1}{250}\right)^2} \cdot \frac{0.4^2}{250} \cdot 10^3 = 0,0268193 \text{ Ом}, \quad (144)$$

где параметры трансформатора взяты из таблицы 5.5.

Определяем сопротивление линии 0,4 кВ от КТП до ВРУ 0,4 кВ цеха сушки трансформаторов.

$$R_{КЛ_КТП} = r_{\text{уд}} \cdot L \cdot U_{\text{б.НН}}^2 / U_{\text{б.ВН}}^2 = 0,02 \cdot 0,01 \cdot 0,4^2 / 10,5^2 = 0,000001 \text{ Ом};$$

$$X_{КЛ_КТП} = x_{\text{уд}} \cdot L \cdot U_{\text{б.НН}}^2 / U_{\text{б.ВН}}^2 = 0,0612 \cdot 0,063 \cdot 0,4^2 / 6,3^2 = 0,0001135 = 0,00001554 \text{ Ом};$$

Определяем результирующее сопротивление:

$$R_{PE3} = R_{\text{рез.вн}} + R_{\text{доб}} + R_T + R_{КЛ_КТП} = 0,0006976 + 0,015 + 0,010496 + 0,000001 = 0,02619 \text{ Ом}.$$

$$X_{PE3} = X_{\text{рез.вн}} + X_T + X_{КЛ_КТП} = 0,00152 + 0,0268193 + 0,00001554 = 0,02834 \text{ Ом},$$

где $R_{\text{доб}}$ – добавочное сопротивление которое равно:

0,015 - для распределительных устройств на станциях и подстанциях.

0,02 - для первичных цеховых РП, а также на зажимах аппаратов, питаемых радиальными линиями от щитов подстанций или главных магистралей;

0,025 – для вторичных цеховых РП, а также на зажимах аппаратов, питаемых от первичных РП.

Установившееся значение тока к.з. в точке К6

$$I_{K6} = \frac{U_C}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{X_{PE3}^2 + R_{PE3}^2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,02834^2 + 0,02619^2}} = 5984 \text{ А}.$$

Определяем отношение сопротивлений:

$$X_{PE3} / R_{PE3} = 0,02834 / 0,02619 = 1,08, \text{ о.е.} \quad (145)$$

По найденному соотношению определяем ударный коэффициент по графику на рис 6,2 [1. стр. 143]. При $X_{PE3} / R_{PE3} = 1,08$ ударный коэффициент равен 1,05.

Определим ударный ток КЗ:

$$I_{\text{в.кз}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{K5} = \sqrt{2} \cdot 1,08 \cdot 5984 = 8928 \text{ А}. \quad (146)$$

Определим сопротивление кабельной линии до ШРА-1:

$$R_{KL} = r_{yo} \cdot L / 1000 / 3 = 0.4167 \cdot 26.2 / 1000 / 3 = 0,003639, \text{ Ом};$$

$$X_{KL} = x_{yo} \cdot L / 1000 / 3 = 0.0221 \cdot 26.2 / 1000 / 3 = 0,0001927 \text{ Ом};$$

Определим результирующее сопротивление до ШРА 1 (точка К9):

$$R_{PE3} = R_{PE3_K6} + R_{KL} + R_{oob} = 0,02619 + 0,003639 + 0.02 = 0,0498 \text{ Ом},$$

$$X_{PE3} = X_{PE3_K5} + X_{KL} = 0,02834 + 0,0001927 = 0,02853 \text{ Ом},$$

Установившееся значение тока к.з. в точке К9

$$I_{K10} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{X_{PE3}^2 + R_{PE3}^2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,02853^2 + 0,0498^2}} = 4022 \text{ А}.$$

Определяем отношение сопротивлений:

$$X_{PE3} / R_{PE3} = 0,02853 / 0,0498 = 0.573 \text{ о.е.} \quad (147)$$

По найденному соотношению определяем ударный коэффициент по графику на рис 6.2 [1. стр. 143]. При $X_{PE3} / R_{PE3} = 0.573$ ударный коэффициент равен 1.

При расчете ударного тока КЗ будем учитывать подпитывающий эффект тех двигателей которые удалены от точки КЗ менее чем на 6 м. Для точки К9 это будут ток от электроприемников 10-16.

Определим ударный ток КЗ:

$$I_{UK9} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 4022 + 6.5 \cdot 97 = 6339 \text{ А}.$$

Расчет остальных точек КЗ на шинпроводах сведем в таблицу 9.13

Таблица 9.13- Расчет токов КЗ на шинпроводах

№	R _{рез}	X _{рез}	Длина кабеля, м	R _{уд} , Ом/км	X _{уд} , Ом/км	R _{доб} , Ом	Суммарное сопротивление		Ток КЗ, А	К _{уд}	Ударный ток, А	№ подпитывающего эл. приемника	Суммарный номинальный ток двигателей	Ударный ток двигателя I _{удв}	Суммарный ударный ток КЗ I _{сумм.уд.} , кА
							R, Ом	X, Ом							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
K9	0,02619	0,028340							5984,2	1,05	8928	-	-	0	8928
K10	0,02619	0,028340	26,2	0,4167	0,0221	0,02	0,04983	0,02853	4021,68	1	5711	10-16	97	627,81	6338,9
K11	0,02619	0,028340	9,8	0,2083	0,0208	0,02	0,04688	0,02841	4213,35	1	5992	17-21, 30, 32, 34-35	225,41	1465,18	7457,3

7.7.2 Проверка защитных аппаратов сети напряжением ниже 1000 на отключающую способность

Проверку оборудования осуществляем по условиям электродинамической стойкости. При этом должно выполняться условие:

$$i_{yd} \leq I_{эс}, \text{ где}$$

$I_{эс}$ - ток электродинамической стойкости, А;

Проверка автоматических выключателей.

Проверяем автоматические выключатели по условиям электродинамической стойкости, по наибольшей отключающей способности.

У шинопроводов установлены автоматические выключатели серии ВА57-31 с номинальными токами расцепителей от 10 до 25А для которых $I_{эс} = 25$ кА., и с номинальными токами расцепителя от 40А до 100А для которых $I_{эс} = 40$ кА.

Выбираем максимальный ударный ток из необходимых для проверки, $i_{yd} = 7.457$ кА.

Проверяем по наибольшей отключающей способности:

$$i_{yd} = 7.457 < 20 \text{ кА};$$

В настоящей пояснительной записке токи КЗ в начале питающей кабельной линии рассчитаны не были, проверка по условию электродинамической стойкости осуществлялась по току КЗ на шинопроводе, где ток КЗ больше по сравнению с током в начале линии, так как не учитывалось сопротивление самого автомата.

Выбранный выключатель удовлетворяет условиям проверки. Из этого можно сделать вывод, что для остальных выключателей условие также выполняется.

На шинах КТП установлены автоматические выключатели серии ВА57-35 А с номинальными токами расцепителей 200 А и 250 А для которых $I_{эс} = 40$ кА.

Все выбранные выключатели способны отключить ударный ток КЗ в точке К6 $i_{yd} = 8.928$ кА. Автоматы выбраны правильно.

7.7.3 Расчет токов однофазного КЗ в сети напряжением ниже 1000 В и проверка чувствительности автоматических выключателей

Для расчета $I_{кз}^{(1)}$ по ПУЭ рекомендуется следующая упрощенная формула:

$$I_{кз}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{Z_T / 3 + Z_{\Pi}} \quad (148)$$

где U_{ϕ} - фазное напряжение сети; $Z_T/3$ - сопротивление силового трансформатора при однофазном замыкании на корпус, Z_{Π} - полное сопротивление петли прямого и обратного провода линии или кабеля.

Полное сопротивление петли: фазный - нулевой провод :

$$Z_n = \sqrt{(R_\phi + R_D + R_H + R_{TT} + R_A)^2 + (X' + X'' + X_C + X_{TT} + X_A)^2}, \quad (149)$$

где R_ϕ , R_H - суммарные активные сопротивления фазного и нулевого проводов всех участков рассчитываемой цепочки (ТП - ЭП - ТП).

R_D - сопротивление дуги в точке КЗ принимается равным 0,03 Ом; R_{TT} , X_{TT} - активное и индуктивное сопротивление трансформатора тока $R_{TT} = 0,00015$ Ом; $X_{TT} = 0,00021$ Ом; R_A , X_A - активное и индуктивное сопротивление автоматических выключателей;

$R_A = 0,0004$ Ом, $X_A = 0,001$ Ом; X_C - сопротивление питающей системы, принимается равным 0,0032 Ом при мощности КЗ системы 100-1000 МВА; X' - внешнее индуктивное сопротивление петли фаза-нуль, принимается равным 0,6 Ом/км; X'' - внутреннее индуктивное сопротивление проводов зануления. Учитывается только для проводов, выполненных из стали. [2, табл 4,6б]

При расчете однофазных токов короткого замыкания будем учитывать сопротивление автоматических выключателей, которые включают в себя сопротивления катушек максимального тока автомата и переходное сопротивление контактов определенное по [2, табл. 4.4] и составляет для автоматов с номинальными токами расцепителя:

$$I_{PЦ.НОМ} < 50 \text{ А} - R_A = 15 \text{ мОм}, X_A = 9 \text{ мОм};$$

$$I_{PЦ.НОМ} = 50 \text{ А} - R_A = 6,8 \text{ мОм}, X_A = 2,7 \text{ мОм};$$

$$I_{PЦ.НОМ} = 80 \text{ А} - R_A = 3,5 \text{ мОм}, X_A = 1,3 \text{ мОм};$$

$$I_{PЦ.НОМ} = 160 \text{ А} - R_A = 0,3 \text{ мОм}, X_A = 0,24 \text{ мОм};$$

Пример 1. Выполним расчет тока однофазного короткого замыкания для ШРА №1. По таблице 4.6 [2, стр.46] определяем полное сопротивление трансформатора:

$$Z_T = 0.009 \text{ Ом}.$$

Определим сопротивление петли на ШРА №1:

$$\begin{aligned} Z_n &= \sqrt{(0.417 \cdot 26.2 + 30 + 0.417 \cdot 26.2 + 0.15 + 0.3)^2 + (0.6 \cdot 26.2 + 3.2 + 0.21 + 0.24)^2} = \\ &= \sqrt{52,28^2 + 19.4^2} = 55.76 \text{ мОм} \end{aligned}$$

Определим ток однофазного КЗ на ШРА №1, при этом мы учитываем сопротивления автомата защищающего кабельную линию до ШРА-1, для которого $I_{PЦ.НОМ} = 200 \text{ А}$.

$$I_{KЗ}^{(1)} = \frac{U_\phi}{Z_T / 3 + Z_n} = \frac{230}{0.009 / 3 + 0.05576} = 3.914 \text{ А}.$$

Определим ток однофазного КЗ к конце линии питающей электроприемник №3. результирующее сопротивление до точки КЗ будет определено суммированием результирующего сопротивления до ШРА №1, сопротивления

питающей кабельной линии до ЭП №3, а также сопротивления головного автомата силового пункта и сопротивления автомата защищающего кабельную линию до ЭП №3.

$$Z_n = \sqrt{(52.28 + 7.9 \cdot 0.65 \cdot 2 + 15)^2 + (19.4 + 0.21 + 9 + 0.6 \cdot 7.9)^2} = 84.33 \text{ мОм}$$

Определим ток однофазного КЗ на электроприемнике №3, при этом мы учитываем сопротивления вводного автомата защищающего кабель до ЭП №3, у которого $I_{PC.HOM} = 40 \text{ A}$.

$$I_{K3}^{(1)} = \frac{U_\phi}{Z_T / 3 + Z_n} = \frac{230}{0.009 / 3 + 0.08433} = 2634 \text{ A}.$$

Расчет однофазных коротких замыканий у оставшихся электроприемников производится аналогичным образом, а расчет сведем в таблицу 9.14.

Таблица 7.14- Расчет токов однофазного короткого замыкания

№ электроприемника	сопротивление трансформатора однофазному КЗ, мОм	длина кабеля, м	сопротивление фазного/нулевого провода Ом/км	сопротивление дуги Rд, мОм	Сопротивление первичной обмотки ТТ, мОм	Сопротивление автоматов, мОм	Внешнее индуктивное сопротивление петли фаза-нуль, Ом	сопротивление питающей системы, мОм	индуктивное сопротивление трансформатора тока Хтт, мОм	индуктивное сопротивление автомата, мОм	результатирующее активное сопротивление цепи фаза-нуль, мОм	результатирующее реактивное сопротивление цепи фаза-нуль, мОм	ток однофазного КЗ, А.	номинальный ток расцепителя, А	коэффициент чувствительности Кч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	3	32,9	0,298	30		6,8	0,6		0,21	2,7	56,41	22,65	3,606	80	45
2	3	30,9	0,298	30		6,8	0,6		0,21	2,7	55,22	21,45	3,696	80	46
ШРА-1	3	26,2	0,417	30	0,15	0,3	0,6	3,2	0,21	0,24	52,28	19,37	3,914	200	20
3	3	7,9	0,65	30		15	0,6		0,21	9	77,55	33,11	2,634	40	66
4	3	7,1	1,737	30		15	0,6		0,21	9	91,94	32,63	2,287	25	91
5	3	7,2	1,737	30		15	0,6		0,21	9	92,29	32,69	2,279	25	91
10	3	2	2,603	30		15	0,6		0,21	9	77,70	29,57	2,670	10	267
11	3	1,8	1,737	30		15	0,6		0,21	9	73,54	29,45	2,798	25	112
12	3	1,8	1,737	30		15	0,6		0,21	9	73,54	29,45	2,798	25	112
13	3	2,4	2,603	30		15	0,6		0,21	9	79,78	29,81	2,609	10	261
14	3	4,2	2,603	30		15	0,6		0,21	9	89,15	30,89	2,363	16	148
15	3	6	1,737	30		15	0,6		0,21	9	88,12	31,97	2,377	25	95
16	3	2,1	1,737	30		15	0,6		0,21	9	74,58	29,63	2,763	25	111
22	3	9,6	1,737	30		15	0,6		0,21	9	100,63	34,13	2,105	25	84
23	3	6,4	0,208	30		3,5	0,6		0,21	1,3	58,45	24,51	3,465	100	35
24	3	10,4	2,603	30		15	0,6		0,21	9	121,43	34,61	1,779	16	111
25	3	9,7	2,603	30		15	0,6		0,21	9	117,79	34,19	1,830	16	114
26	3	6,3	2,603	30		15	0,6		0,21	9	100,09	32,15	2,127	10	213
36	3	15,6	0,417	30		6,8	0,6		0,21	2,7	72,08	31,43	2,817	63	45
37	3	15,4	0,417	30		6,8	0,6		0,21	2,7	71,92	31,31	2,824	63	45
ШРА-2	3	9,8	0,208	30	0,15	0,3	0,6	3,2	0,21	0,24	34,53	9,53	5,924	250	24
6	3	9,3	2,603	30		15	0,6		0,21	9	97,96	24,11	2,214	16	138
7	3	11,3	2,603	30		15	0,6		0,21	9	108,37	25,31	2,013	16	126
8	3	7,8	2,603	30		15	0,6		0,21	9	90,15	23,21	2,394	10	239

9	3	6,5	2,603	30		15	0,6		0,21	9	83,38	22,43	2,574	10	257
17	3	3,6	1,737	30		15	0,6		0,21	9	62,04	20,69	3,363	25	135

Продолжение таблицы 9.14

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
18	3	2,3	1,04	30		15	0,6		0,21	9	54,32	19,91	3,780	32	118
19	3	5,8	0,65	30		15	0,6		0,21	9	57,07	22,01	3,584	40	90
20	3	1,2	0,65	30		15	0,6		0,21	9	51,09	19,25	3,993	40	100
21	3	3,7	1,737	30		15	0,6		0,21	9	62,38	20,75	3,346	25	134
27	3	13,9	1,04	30		15	0,6		0,21	9	78,45	26,87	2,677	32	84
28	3	8,2	1,04	30		15	0,6		0,21	9	66,59	23,45	3,125	32	98
29	3	8,3	1,04	30		15	0,6		0,21	9	66,80	23,51	3,116	32	97
30	3	2,6	1,04	30		15	0,6		0,21	9	54,94	20,09	3,740	32	117
31	3	8	1,04	30		15	0,6		0,21	9	66,17	23,33	3,144	32	98
32	3	2,6	1,04	30		15	0,6		0,21	9	54,94	20,09	3,740	32	117
33	3	12,7	2,603	30		15	0,6		0,21	9	115,66	26,15	1,892	16	118
34	3	4,8	2,603	30		15	0,6		0,21	9	74,53	21,41	2,856	16	178
35	3	3,8	1,04	30		15	0,6		0,21	9	57,44	20,81	3,589	32	112

Проверка на чувствительность к токам однофазного КЗ проверяется по условию для автоматических выключателей с обратной зависимостью от тока характеристикой $I = I_{н.расц} \cdot I_{кз}^{(1)} \geq 3 \cdot I_{н.расц}$. Проверка выполнена в таблице 38 где определен коэффициент чувствительности равный отношению тока однофазного короткого замыкания к номинальному току расцепителя. Все выбранные выключатели “проходят” по чувствительности.

7.8 Анализ качества электроэнергии в сети напряжением ниже 1000 В

Качество напряжения зависит от потерь напряжения в отдельных элементах питающей сети. Отклонения напряжения согласно ГОСТ не должны выходить в нормальном режиме работы, за пределы:

- 1) $(-2,5 \div +5) \%$ от $U_{ном}$ – для освещения.
- 2) $(-5 \div +5) \%$ от $U_{ном}$ – на зажимах остальных электроприемников.

Отклонение напряжения на каждом участке определяем по формуле:

$$V = \left[\frac{(U_{ип} - \Delta U_{участка}) - U_{ном}}{U_{ном}} \right] \cdot 100 \%,$$

Отклонения напряжения будем рассчитывать в максимальном и минимальном режиме для самого мощного и самого удаленного электроприемника от ИП.

7.8.1 Самый мощный электроприемник

Самыми мощными являются электроприемниками №1 и №2. Расчет качества напряжения произведем для ЭП №1, для которого длина кабеля больше.

Максимальный режим

Для максимального режима принимается напряжения на шинах источника питания 1,05 от номинального. Принимаем $U_0 = 10500$ В.

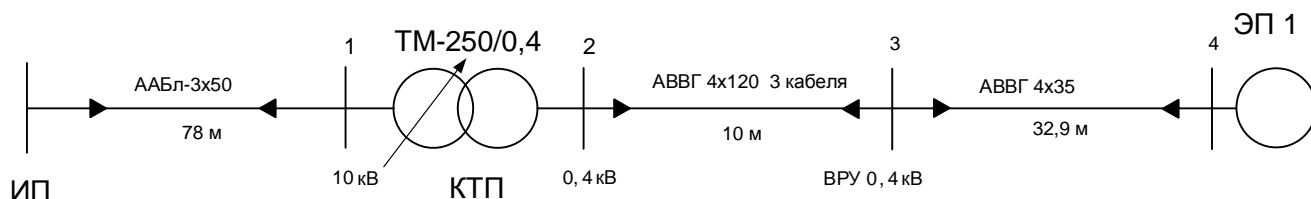


Рисунок 7.7 – Схема замещения сети

В ходе расчета параметров схем канализаций было принято, что КТП снабжает цех сушки трансформаторов. Будем считать что все нагрузки этого цеха поровну распределены и присоединены к секциям шин КТП.

$$P_p = 194.09 \text{ кВт}, Q_p = 53.73 \text{ кВАр}$$

$$V_1 = 4.98\%; V_1^{+2.5\%} = 7.61\%; V_2 = 3.66\%.$$

Падение напряжения в кабеле от шин НН КТП до ВРУ 0,4 кВ цеха сушки трансформаторов:

$$\Delta U_{\text{кл}} = \sqrt{\left(\frac{194.09 \cdot 0.087 + 53.73 \cdot 0.02}{10365,5 \cdot 380 / 10000} \cdot 0.01 \right)^2 + \left(\frac{194.09 \cdot 0.02 - 53.73 \cdot 0.087}{10365,5 \cdot 380 / 10000} \cdot 0.01 \right)^2} \cdot 1000 = 0.46 \text{ В.}$$

Определяем напряжение в конце кабельной линии 0,4 кВ.

$$U_1 = U_0 - \Delta U_{\text{кл}} = 10365,5 \cdot 380 / 10000 - 0.46 = 393.43 \text{ В}$$

Определим отклонение напряжения в конце кабельной линии 0,4 кВ.

$$V_3 = \frac{U_1 - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{393.43 - 380}{380} \cdot 100\% = 3.53 \%$$

Падение напряжения в кабеле от шин низкого напряжения ВРУ 0,4 кВ до ЭП №1 возьмем из таблицы 7.8: $\Delta U = 0.74\%$.

Тогда отклонения напряжений на данных участках.

$$V_4 = V_3 - 2.14 = 3.53 - 0.74 = 2.79 \%$$

Эпюру отклонений напряжений см. на листе №3 графической части работы

Минимальный режим.

Для минимального режима принимается напряжения на шинах ИП принимаем равное номинальному $U_0=10000\text{В}$. Принимаем что расчетная мощность в минимальном режиме составляет 0,3 от расчетной в максимальном режиме.

Все падения напряжения на стороне 10 кВ были рассчитаны в пункте 5. Поэтому возьмем все данные из таблицы 5.1:

$$V_1 = -0.01\%; V^{+2.5\%}_1 = 2.49\%; V_2 = 1.25\%.$$

Падение напряжения в кабеле от шин НН КТП до ВРУ 0,4 кВ цеха сушки трансформаторов:

$$\Delta U_{\text{кл}} = \sqrt{\left(\frac{58.23 \cdot 0.087 + 16.12 \cdot 0.02}{10249,5 \cdot 380/10000} \cdot 0.01\right)^2 + \left(\frac{58.23 \cdot 0.02 - 16.12 \cdot 0.087}{10249,5 \cdot 380/10000} \cdot 0.01\right)^2} \cdot 1000 = 0.14 \text{ В}.$$

Определяем напряжение в конце кабельной линии 0,4 кВ.

$$U_1 = U_0 - \Delta U_{\text{кл}} = 10249,5 \cdot 380/10000 - 0.46 = 384.61, \text{ В}$$

Определим отклонение напряжения в конце кабельной линии 0,4 кВ.

$$V_3 = \frac{U_1 - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{384.61 - 380}{380} \cdot 100\% = 1.21 \%$$

Падение напряжения в кабеле от шин низкого напряжения ВРУ 0,4 кВ до ЭП №1 возьмем из таблицы 9.8: $\Delta U = 0.74\%$.

Тогда отклонения напряжений на данных участках.

$$V_4 = V_3 - 0.74 = 1.21 - 0.74 = 0.47 \%$$

Эпюру отклонений напряжений см. на листе №3 графической части работы

Послеаварийный режим

Для послеаварийного режима напряжения на шинах источника питания принимается равным 1,05 от номинального $U_0=10500 \text{ В}$. В послеаварийном режиме вся мощность передается через одну кабельную линию (вторая повреждена), и через один трансформатор.

Для послеаварийного режима расчет был произведен в пункте 5, отклонения напряжения возьмем из таблицы 5.1:

$$V_1 = 4.97\%; V^{+5\%}_1 = 10.22\%; V_2 = 2.5\%$$

Падение напряжения в кабеле от шин НН КТП до ВРУ 0,4 кВ цеха сушки трансформаторов:

$$\Delta U_{\text{кл}} = \sqrt{\left(\frac{388.18 \cdot 0.087 + 107.45 \cdot 0.02}{11021,5 \cdot 380/10000} \cdot 0.01\right)^2 + \left(\frac{388.18 \cdot 0.02 - 107.45 \cdot 0.087}{11021,5 \cdot 380/10000} \cdot 0.01\right)^2} \cdot 1000 = 0.92 \text{ В}.$$

Определяем напряжение в конце кабельной линии 0,4 кВ.

$$U_I = U_0 - \Delta U_{\text{кл}} = 11021,5 \cdot 380 / 10000 - 0,92 = 388,56 \text{ В}$$

Определим отклонение напряжения в конце кабельной линии 0,4 кВ.

$$V_3 = \frac{U_I - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100\% = \frac{388,56 - 380}{380} \cdot 100\% = 2,25 \%$$

Падение напряжения в кабеле от шин низкого напряжения ВРУ 0,4 кВ до ЭП №1 возьмем из таблицы 7.8: $\Delta U = 0,74\%$.

Тогда отклонения напряжений на данных участках.

$$V_4 = V_3 - 2,14 = 2,25 - 0,74 = 1,51 \%$$

Эпюру отклонений напряжений см. на листе №3 графической части работы

7.8.2 Самый электрически удаленный электроприемник

Исходя из расчета падений напряжения таблица 7.8, самым электрически удаленным электроприемником является электроприемник №36, для которого отклонение напряжения составляет 0,35% от ШРА №1. ЭП №36 питается от первой секции шин КТП.

Максимальный режим

Для максимального режима принимается напряжения на шинах ИП 1,05 от номинального. Принимаем $U_0 = 10500 \text{ В}$.

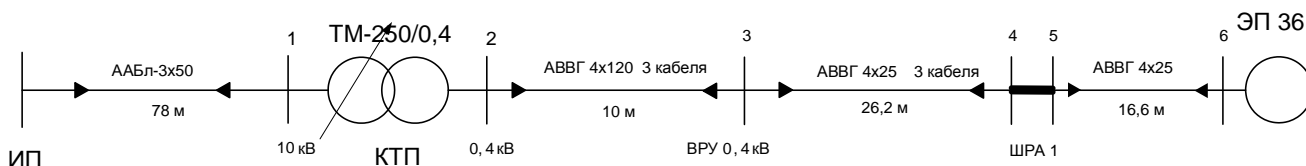


Рисунок 7.8- Схема замещения

В ходе расчета параметров схем канализаций было принято, что КТП снабжает цех сушки трансформаторов. Будем считать что все нагрузки этого цеха поровну распределены и присоединены к секциям шин КТП.

$$P_p = 194,09 \text{ кВт}, Q_p = 53,73 \text{ кВАр}$$

Все падения напряжения на стороне 10 кВ были рассчитаны в пункте 5. Поэтому возьмем все данные из таблицы 5.1:

$$V_I = 4,98\%; V^{+2,5\%}_I = 7,61\%; V_2 = 3,66\%.$$

Падение напряжения в кабеле от шин НН КТП до ВРУ 0,4 кВ цеха сушки трансформаторов:

$$\Delta U_{KL} = \sqrt{\left(\frac{194.09 \cdot 0.087 + 53.73 \cdot 0.02}{10365,5 \cdot 380/10000} \cdot 0.01\right)^2 + \left(\frac{194.09 \cdot 0.02 - 3.73 \cdot 0.087}{10365,5 \cdot 380/10000} \cdot 0.01\right)^2} \cdot 1000 = 0.46 \text{ В.}$$

Определяем напряжение в конце кабельной линии 0,4 кВ.

$$U_I = U_0 - \Delta U_{KL} = 10365,5 \cdot 380/10000 - 0.46 = 393.43 \text{ , В}$$

Определим отклонение напряжения в конце кабельной линии 0,4 кВ.

$$V_3 = \frac{U_I - U_{НОМ}}{U_{НОМ}} \cdot 100\% = \frac{393.43 - 380}{380} \cdot 100\% = 3.53 \%$$

Падение напряжения в кабеле от шин низкого напряжения ВРУ 0,4 кВ до ШРА-1, в ШРА-1 и от ШРА-1 до электроприёмника №36 возьмем из таблицы 9.8 соответственно:

$$\Delta U = 2.14\%, \Delta U = 0.5\%, \Delta U = 0.35\%.$$

Тогда отклонения напряжений на данных участках.

$$V_4 = V_3 - 2.14 = 3.53 - 2.14 = 1.39 \%$$

$$V_5 = V_4 - 0.5 = 1.39 - 0.5 = 0.89 \%$$

$$V_6 = V_5 - 0.35 = 0.89 - 0.35 = 0.64 \%$$

Эпюру отклонений напряжений см. на листе №3 графической части работы

Минимальный режим.

Для минимального режима принимается напряжения на шинах ИП принимаем равное номинальному $U_0 = 10000 \text{ В}$. Принимаем что расчетная мощность в минимальном режиме составляет 0,3 от расчетной в максимальном режиме.

Все падения напряжения на стороне 10 кВ были рассчитаны в пункте 5. Поэтому возьмем все данные из таблицы 5.1:

$$V_1 = -0.01\%; V^{+2.5\%}_I = 2.49\%; V_2 = 1.25\%.$$

Падение напряжения в кабеле от шин НН КТП до ВРУ 0,4 кВ цеха сушки трансформаторов:

$$\Delta U_{\text{кл}} = \sqrt{\left(\frac{58.23 \cdot 0.087 + 16.12 \cdot 0.02}{10249,5 \cdot 380/10000} \cdot 0.01\right)^2 + \left(\frac{58.23 \cdot 0.02 - 16.12 \cdot 0.087}{10249,5 \cdot 380/10000} \cdot 0.01\right)^2} \cdot 1000 = 0.14 \text{ В.}$$

Определяем напряжение в конце кабельной линии 0,4 кВ.

$$U_I = U_0 - \Delta U_{\text{кл}} = 10249,5 \cdot 380/10000 - 0.46 = 384.61, \text{ В}$$

Определим отклонение напряжения в конце кабельной линии 0,4 кВ.

$$V_3 = \frac{U_I - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100\% = \frac{384.61 - 380}{380} \cdot 100\% = 1.21 \%$$

Падение напряжения в кабеле от шин низкого напряжения КТП до ШРА-1, в ШРА-1 и от ШРА-1 до электроприёмника №36 возьмем из таблицы 9.8 соответственно:

$$\Delta U = 2.14\%, \Delta U = 0.5\%, \Delta U = 0.35\%.$$

Тогда отклонения напряжений на данных участках.

$$V_4 = V_3 - 2.14 = 1.21 - 2.14 = -0.93 \%$$

$$V_5 = V_4 - 0.5 = -0.93 - 0.5 = -1.43 \%$$

$$V_6 = V_5 - 0.35 = -1.43 - 0.35 = -1.78 \%$$

Эпюру отклонений напряжений см. на листе №3 графической части работы

Послеаварийный режим

Для послеаварийного режима напряжения на шинах ИП принимается равным 1,05 от номинального $U_0 = 10500 \text{ В}$. В послеаварийном режиме вся мощность передается через одну кабельную линию (вторая повреждена), и через один трансформатор.

Для послеаварийного режима расчет был произведен в пункте 5, отклонения напряжения возьмем из таблицы 5.1:

$$V_I = 4.97\%; V^{+5\%}_I = 10.22\%; V_2 = 2.5\%$$

Падение напряжения в кабеле от шин НН КТП до ВРУ 0,4 кВ цеха сушки трансформаторов:

$$\Delta U_{\text{кл}} = \sqrt{\left(\frac{388.18 \cdot 0.087 + 107.45 \cdot 0.02}{11021,5 \cdot 380/10000} \cdot 0.01\right)^2 + \left(\frac{388.18 \cdot 0.02 - 107.45 \cdot 0.087}{11021,5 \cdot 380/10000} \cdot 0.01\right)^2} \cdot 1000 =$$

$$= 0.92 \text{ В.}$$

Определяем напряжение в конце кабельной линии 0,4 кВ.

$$U_I = U_0 - \Delta U_{\text{кл}} = 11021,5 \cdot 380 / 10000 - 0.92 = 388,56 \text{ В}$$

Определим отклонение напряжения в конце кабельной линии 0,4 кВ.

$$V_3 = \frac{U_I - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100\% = \frac{388.56 - 380}{380} \cdot 100\% = 2.25 \%$$

Падение напряжения в кабеле от шин низкого напряжения КТП до ШРА-1, в ШРА-1 и от ШРА-1 до электроприёмника №36 возьмем из таблицы 9.8 соответственно:

$$\Delta U = 2.14\%, \Delta U = 0.5\%, \Delta U = 0.35\%.$$

Тогда отклонения напряжений на данных участках.

$$V_4 = V_3 - 2.14 = 2.25 - 2.14 = 0.11 \%$$

$$V_5 = V_4 - 0.5 = 0.11 - 0.5 = -0.39 \%$$

$$V_6 = V_5 - 0.35 = -0.39 - 0.35 = -0.74 \%$$

Эпюру отклонений напряжений см. на листе №3 графической части работы

7.8.3 Освещение, самая ближняя лампа, наиболее удаленная лампа

Определим потери напряжения в кабельной линии до ближайшей лампы. Ближайшая лампа относится ко второй группе, расстояние до лампы включает подъем по стене 8,5 м, прокладка по потолку 5 м и спуск до светильника 0,5 м.

$$\text{Потери напряжения в кабеле до ЩО: } \Delta U_I = 0.274 \%,$$

$$\text{Определяем расчетную нагрузку группы: } P_{\text{гр}} = 0.836 \text{ кВт} \cdot \text{м},$$

$$\text{Определим момент: } M_{\text{бл}} = P_{\text{гр}} \cdot L_I = 0.836 \cdot 23.2 = 19.395 \text{ Вт} \cdot \text{м};$$

Потери напряжения в кабеле до ближайшей лампы:

$$\Delta U_{\text{бл}} = \frac{M_{\text{бл}}}{s_{\text{св}} \cdot K_c} = \frac{19.395}{10 \cdot 7.4} = 0.262 \%;$$

$$\text{Потери напряжения в самых удалённых лампах: } \Delta U_{\text{св}} = 1.261 \% \text{ (из п. 9.4).}$$

Щит освещения ЩО питается от первой секции шин, отклонения напряжения для первой секции шин определены в предыдущем пункте.

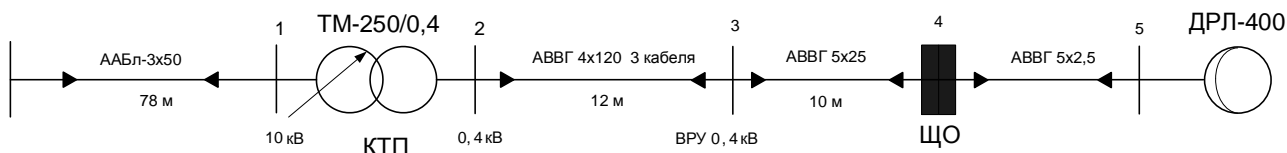


Рисунок 7.9 – Схема замещения

Максимальный режим.

$$V_1 = 4.98\%; V^{+2.5\%}_1 = 7.61\%; V_2 = 3.66\%; V_3 = 3.53\% .$$

Определим отклонение напряжения в на ЩО:

$$V_4 = V_2 - \Delta U_I = 1.81 - 0.274 = 1.54 \% .$$

Определим отклонение напряжения в на ближайшей лампе:

$$V'_5 = V_4 - \Delta U_{БЛ} = 1.54 - 0.262 = 1.28 \% .$$

Определим отклонение напряжения на удаленной лампе:

$$V''_5 = V_4 - \Delta U_{СВ} = 1.54 - 1.26 = 0.28 \% .$$

Минимальный режим.

$$V_1 = -0.01\%; V^{+2.5\%}_1 = 2.49\%; V_2 = 1.25\%; V_3 = 1.21\% .$$

Определим отклонение напряжения в на ЩО:

$$V_4 = V_2 - \Delta U_I = 1.21 - 0.274 = 0.97 \% .$$

$$V'_5 = V_4 - \Delta U_{БЛ} = 0.97 - 0.262 = 0.71 \% .$$

$$V''_5 = V_4 - \Delta U_{СВ} = 0.97 - 1.26 = -0.29 \% .$$

Послеаварийный режим режим.

$$V_1 = 4.97\%; V^{+5\%}_1 = 10.22\%; V_2 = 2.5\%; V_3 = 2.25\% .$$

$$V_4 = V_2 - \Delta U_I = 2.25 - 0.274 = 1.98 \% .$$

$$V'_5 = V_4 - \Delta U_{БЛ} = 1.98 - 0.262 = 1.76 \% .$$

$$V''_5 = V_4 - \Delta U_{СВ} = 1.98 - 1.26 = 0.76 \% .$$

Все отклонения напряжения находятся в пределах нормы. Эпюру отклонений напряжений см. на листе №3 графической части работы

7.9 Конструктивное исполнение цеховой сети

Внутрицеховое электроснабжение цеха сушки трансформаторов выполнено по схеме: шинопроводы – кабели питающие отдельные электроприемники. Во всех случаях применяется кабель марки АВВГ.

Рабочее освещение выполнено лапами CL-250 в светильниках типа РСП05, которые получают питание от одного осветительного щита типа ОЩВ-12АУХЛ4. Главный щит освещения получает питание по пятижильному кабелю марки АВВГ с сечением 25 мм^2 от первой секции шин вводного распределительного устройства ВРУ 0,4 кВ, которое получает питание от КТП по кабельной линии АВВГ $4 \times 120 \text{ мм}^2$.

Аварийное освещение выполнено энергосберегающими лампами ЭСЛ-4036 65w, E27 (4200K) тип 4U мощностью 65 Вт с номинальным световым потоком лампы $\Phi_{\text{л}}=3900 \text{ лм}$, получающие питание от осветительного щитка типа ОЩВ-6, количество отходящих линий - 2. Щиток освещения получает питание от второй секции шин ВРУ 0,4 кВ по кабельной линии, в качестве которой используется пятижильный кабель марки АВВГ с сечением жилы $2,5 \text{ мм}^2$.

Защита отдельных электроприемников и шинопроводов от токов КЗ осуществляется автоматическими выключателями серии ВА. На КТП установлены автоматические выключатели серии ВА, в качестве вводного выключателя ВА, в качестве секционного выключателя ВА.

Прокладка кабелей в цехах осуществляется в трубах в полу и на скобах на стенах, на высоте 2,5 м

Рабочее освещение в цехах выполнено лампами CL, аварийное - энергосберегающими лампами установленными в светильниках по периметру цеха на высоте 2,5 метра. Все кабели в цеховой сети марки АВВГ.

8 Расчет заземления цеха сушки трансформаторов

Произведем расчет устройств защитного заземления.

На промышленном предприятии установлена комплектная трансформаторная подстанция напряжением 10/0,38 кВ, для которых необходимо произвести сооружение устройств защитного заземления. В соответствии с ПУЭ определяем допустимое сопротивление заземляющего устройства. Для электроустановок до 1000 В при напряжении сети 380/220 В сопротивление заземлителя принимается равным 4 Ом.

Для электроустановок напряжением выше 1000 В, при изолированной нейтрали и условии, что заземлитель используется одновременно для установок напряжением до 1000 В сопротивление находится по формуле:

$$R_z = \frac{125}{I_z}, \text{ Ом}, \quad (150)$$

где I_z – расчетный ток замыкания на землю, А.

Но это сопротивление должно быть меньше или равно 10 Ом.

Определим расчетный ток замыкания на землю по формуле 4 [11. стр. 7]:

$$I_z = \frac{\sqrt{3U_\phi \cdot (35 \cdot L_k)} }{350} = \frac{\sqrt{3 \cdot 5.774 \cdot (35 \cdot 0.284)}}{350} = 0.118 \text{ А}, \quad (151)$$

где U_ϕ – фазное напряжение сети найденное как $10/\sqrt{3} = 5.774$, кВ, L_k – общая длина всех подключенных к источнику питания кабельных линий, км (принята по данным проекта с учетом рассчитанной в настоящей работе распределительной сети предприятия).

Определим сопротивление заземлителя.

$$R_z = \frac{125}{I_z} = \frac{125}{0.118} = 1059 \text{ Ом} \quad (152)$$

Поскольку данное сопротивление больше 10 Ом, то принимаем сопротивление заземлителя равным 10 Ом. Так как заземляющее устройство является общим для электроустановок различного напряжения, то, согласно [16] принимаем наименьшее сопротивление заземлителя из полученных, т.е. 4 Ом, т.к для электроустановок напряжением до 1000 В сопротивление заземлителя не должно превышать 4 Ом.

Соорудим устройства защитного заземления у цеха сушки трансформаторов, в пристройке к которому располагается КТП 10/0,38 кВ.

Цех сушки трансформаторов имеет габаритный размеры – длина $A = 39$ м, ширина $B = 33$ м, ; длина пристройки с КТП $A_{\Pi} = 12$ м, ширина $B_{\Pi} = 3$ м . Необходимо обеспечить сопротивление заземлителя 4 Ом.

Произведем расчет сопротивления искусственного заземлителя, которым является железобетонный фундамент цеха.

Удельное сопротивление грунта по данным инженерных изысканий составляет $\rho = 300 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ (принято по данным проекта, для вида почвы супесь).

Определим сопротивление фундамента как естественного заземлителя по формуле 2 [11. стр. 5]:

$$R_E = 0,52 \cdot \rho_E \cdot K_B / \sqrt{S_{II}} = 0,52 \cdot 300 \cdot 1,8 / \sqrt{39 \cdot 33 + 12 \cdot 3} = 7.72, \text{ Ом.} \quad (153)$$

где $K_B = 1,8$ - повышающий коэффициент, учитывающий промерзание грунта зимой и пересыхание грунта летом, для климатической зоны 4 (г. Абакан.).

Рассчитанное сопротивление естественного заземлителя – фундамента станции оказалось большим, чем нормируемое [16], отсюда делаем заключение, что требуется соорудить искусственный заземлитель. Согласно п. 1.7.98 [14. стр. 52] вокруг площади, занимаемой главным производственным корпусом, необходимо соорудить замкнутый горизонтальный заземлитель (контур) располагаемый на глубине не менее 0,5 м (0,8 м) и не более 1 м (0,9 м) от края фундамента соединяемый с естественным заземлителем.

Определим сопротивление искусственного заземлителя с учетом естественного заземлителя.

$$\frac{1}{R_H} = \frac{1}{r_{PV}} - \frac{1}{R_E} = \frac{1}{4} - \frac{1}{7.72} = 0,12; \Rightarrow R_H = 1/0,12 = 8.33 \quad (154)$$

Определим сопротивление растеканию одного вертикального электрода - уголка №50, со стороной 0,05 м, длиной 2,5 м при погружении ниже уровня земли на 0,7 м по формуле из табл 8.3 [3, стр.414]

$$R_{B,O} = \frac{\rho_B \cdot K_B}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4t+l}{4t-l} \right) = \frac{300 \cdot 1,8}{2 \cdot 3,14 \cdot 2,5} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 2,5}{0,0475} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot 1,95 + 2,5}{4 \cdot 1,95 - 2,5} \right) = 171,6 \text{ Ом,} \quad (155)$$

где $d = d_{y,\partial} = 0,95 \cdot b = 0,95 \cdot 0,05 = 0,0475 \text{ м}$, $t = 0,7 + 2,5/2 = 1,95 \text{ м}$, $K_B = 4,5$ - повышающий коэффициент, учитывающий промерзание грунта зимой и пересыхание грунта летом, для климатической зоны 4 (г. Абакан.).

Определим примерное число вертикальных электродов при предварительно принятом коэффициенте использования $\eta_{B,\partial} = 0,6$ по графику на рис. 1. [11. стр. 10] (отношение расстояния между электродами к их длине равно 2, ориентировочное число вертикальных электродов в соответствии с планом объекта составляет 26):

$$n = \frac{R_{B,O}}{\eta_{B,\partial} \cdot R_H} = \frac{171,6}{0,6 \cdot 8.33} = 34.334 \quad (156)$$

Определим сопротивление искусственного заземлителя (контура), в качестве которого используем металлическую полосу сечением $40 \times 4 \text{ мм}^2$.

По таблице 12.1 [5. стр. 297] находим формулу для горизонтального заземлителя из полосовой стали и рассчитываем его сопротивление:

$$R_{Г,Э} = \frac{\rho_{Г} \cdot K_B}{\eta_{Г,Э} \cdot 2 \cdot \pi \cdot L} \cdot \ln \frac{2 \cdot L^2}{b \cdot t} = \frac{300 \cdot 4,5}{0,31 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 157,2} \cdot \ln \frac{2 \cdot 157,2^2}{0,04 \cdot 0,8} = 62,86 \text{ Ом, где} \quad (157)$$

$L = (A + 0,9 \cdot 2 + B + 0,9 \cdot 2) \cdot 2 + B_{II} \cdot 2 = (39 + 0,9 \cdot 2 + 33 + 0,9 \cdot 2) \cdot 2 + 3 \cdot 2 = 157,2$ м – длина заземлителя, $b = 0,04$ м – ширина стальной полосы, $t = 0,8$ м – глубина заложения заземлителя.

Уточним необходимое сопротивление вертикальных электродов:

$$R_{Б,Э} = \frac{R_{Г,Э} \cdot R_{II}}{R_{Г,Э} - R_{II}} = \frac{62,86 \cdot 8,33}{62,86 - 8,33} = 9,602 \text{ Ом.} \quad (158)$$

Определим число вертикальных электродов при коэффициенте использования $\eta_{Б,Э} = 0,45$ принятом по рис. 1. [11. стр. 10], при $N = 42$, $a/l = (p/42)/2,5 = 1,497$, где $p = 157,2$ – периметр контура расположения электродов:

$$N = \frac{R_{Б,О}}{\eta_{Б,Э} \cdot R_{Б,Э}} = \frac{171,6}{0,45 \cdot 9,602} = 39,714 \quad (159)$$

Окончательно принимаем к установке 40 вертикальных электродов расположенных по контуру. Определим сопротивление заземляющего устройства:

$$\frac{1}{R_3} = \frac{1}{R_E} + \frac{1}{R_{Б,Э}} + \frac{1}{R_{Г,Э}} = \frac{1}{R_E} + \frac{\eta_{Б,Э} \cdot N}{R_{Б,О}} + \frac{1}{R_{Г,Э}} = \frac{1}{7,72} + \frac{0,45 \cdot 40}{171,6} + \frac{1}{62,86} = 0,25034, \quad (160)$$

$$R_3 = 1/0,25034 = 3,99 \text{ Ом.}$$

Сравнивая полученное сопротивление заземлителя с нормируемым по [16] сопротивлением, отмечаем, что $3,99 \text{ Ом} < 4 \text{ Ом}$ допустимо.

9 Релейная защита и автоматика системы электроснабжения

9.1. Расчет защитных характеристик автоматов

9.1.1 Выбор автомата наиболее загруженной из отходящих линий

(QF7)

Самой нагруженной линией будет линия, питающая ШРА–2. Суммарный ток составит 214,07 А. Для защиты примем автоматический выключатель ВА57-35. Рабочий максимальный ток равен $I_{РАБ.МАХ} = 214,07$ А. Определим номинальный ток расцепителя автомата:

$$I_{НОМ.РЦ} = 1,1 \cdot I_{РАБ.МАХ} = 1,1 \cdot 214,07 = 235,5 \text{ А}.$$

Согласно расчетам принят номинальный ток расцепителя автомата $I_{НОМ.РЦ} = 250$ А.

- ток срабатывания электромагнитного расцепителя равен

$$I_{СР}^I = 2 \cdot 250 = 500 \text{ А}.$$

- ток срабатывания полупроводникового расцепителя фиксирован и равен

$$I_{СР}^{II} = 1,25 \cdot 250 = 312,5 \text{ А}.$$

Характеристику автомата построим на карте селективности.

9.1.2 Расчет характеристик секционного автомата (QF2)

Определим номинальный ток расцепителя для автомата ВА 57-35.

Ток расцепителя автомата выбираем исходя из рабочего максимального тока. Рабочим максимальным током для секционного автомата будет являться наибольший из двух рабочих максимальных токов двух секций шин. Ток $I_{РАБ.МАХ.1СШ} = 268,05$ А, ток $I_{РАБ.МАХ.2СШ} = 214,07$ А. Принимаем рабочий максимальный ток $I_{РАБ.МАХ} = 268,05$ А.

Производим расчет трехступенчатой характеристики автомата.

III ступень (МТЗ).

Определяем номинальный ток расцепителя автомата.

$$I_{НОМ.РЦ} = 1,6 \cdot I_{РАБ.МАХ} = 1,6 \cdot 268,05 = 428,88 \text{ А}.$$

Номинальный ток расцепителя автомата с учетом коэффициента коррективки (для автоматов серии ВА - $K_{КОР} = 0,8; 1,0; 1,25$, принимаем 0,8)

$$I_{НОМ.РЦ} = 630 \cdot K_{КОР} = 630 \cdot 0,8 = 504 \text{ А}.$$

Определим ток срабатывания третьей ступени:

$$I_{СР}^{III} = K^{III} \cdot I_{НОМ.РЦ} = 1,25 \cdot 504 = 630 \text{ А}.$$

Третья ступень позволяет изменить наклон характеристик выдержек времени МТЗ так, что при токе $6 \cdot I_{НОМ.РЦ}$ можно получить выдержки времени равные {4;8;16}с. Принимаем:

$$t_{СР}^{III} = (6 \cdot I_{НОМ.РЦ}) = 4 \text{ сек}.$$

II ступень (ТОВ).

Токовая отсечка с выдержкой времени позволяет установить кратность тока ТОВ из ряда {3;5;7}. Вторая ступень также позволяет независимую установку

времени из ряда $\{0.25; 0.45; 0.7\}$ с. Для обеспечения селективности необходимо выполнение следующих условий:

$$I_{CP}^{II} = K^{II} \cdot I_{НОМ.РЦ} \geq K_3 \cdot I_{CP.QF7}^I$$

$$t_{CP}^{II} = t_{CP.QF7}^I + \Delta t$$

Где K^{II} – кратность тока срабатывания, $K_3 = 1.4$ – коэффициент запаса.

Определим кратность тока срабатывания второй ступени:

$$K^{II} \geq \frac{K_3 \cdot I_{CP.QF5}^I}{I_{НОМ.РЦ}} = \frac{1.4 \cdot 500}{504} = 1.389, \text{ принимаем } K^{II} = 3.$$

Определяем ток срабатывания второй ступени.

$$I_{CP}^{II} = K^{II} \cdot I_{НОМ.РЦ} = 3 \cdot 504 = 1512 \text{ А}.$$

Примем ступень селективности по времени $\Delta t = 0.25 \text{ сек}.$

$$t_{CP}^{II} = t_{CP.QF3}^I + \Delta t = 0.25 \text{ сек}.$$

I ступень (ТО).

Ток срабатывания первой ступени не регулируется, расцепитель первой ступени срабатывает без выдержки времени при токе:

$$I_{CP}^I = 2.2 \cdot I_{CP}^{II} = 2.2 \cdot 1512 = 3326 \text{ А}.$$

Построим характеристику автомата на карте селективности.

9.1.3 Расчет характеристик вводного автомата (QF1, QF3)

Ток расцепителя автомата выбираем исходя из рабочего максимального тока. Рабочим максимальным током для вводного автомата будет являться максимальный ток от всех электроприемников КТП (аварийный режим работы трансформатора). Расчетная токовая нагрузка КТП в послеаварийном режиме составит

$$I_{РАБ.МАКС} = 547.4 \text{ А}. \quad (161)$$

Номинальный ток расцепителя автомата.

$$I_{РЦ.РАСЧ} = K_{ОТС} \cdot I_{РАБ.МАКС} = 1.6 \cdot 547.4 = 875.84 \quad (162)$$

где $K_{ОТС} = 1.6$ – коэффициент отстройки для автоматических выключателей серии ВА

Расчет трехступенчатой характеристики автомата.

III ступень (МТЗ):

Согласно расчетам принимаем номинальный ток расцепителя автомата

$$I_{НОМ.РЦ} = 1000 \cdot K_{КОР} = 1000 \cdot 1 = 1000 \text{ А}.$$

Определим ток срабатывания третьей ступени:

$$I_{CP}^{III} = K^{III} \cdot I_{НОМ.РЦ} = 1.25 \cdot 1000 = 1250 \text{ А.}$$

Третья ступень позволяет изменить наклон характеристик выдержек времени МТЗ так, что при токе $6 \cdot I_{РЦ_НОМ}$ можно получить выдержки времени равные [4, 8, 16] с. Исходя из требования селективности с секционным автоматом, принимаем:

$$t_{CP}^{III} = (6 I_{РЦ_НОМ}) = 16, \text{ с.}$$

II ступень (ТОВ)

Токовая отсечка с выдержкой времени позволяет установить кратность тока ТОВ из ряда [3; 5; 7; 10]. Вторая ступень также позволяет независимую установку времени из ряда [0,25; 0,45; 0,7]с. Для обеспечения селективности необходимо выполнение следующих условий:

$$I_{ср}^{II} \geq K_3 \cdot I_{доп.пер}$$

$$t_{ср}^{II} = t_{ср}^{I} + \Delta t$$

где K^{II} - кратность тока срабатывания, $K_3=1,4$ - Коэффициент запаса.

Ток допустимой перегрузки:

$$I_{ДОП.ПЕР} = 1.4 \cdot I_{РАБ.МАКС} = 1.4 \cdot 875.84 = 1226 \text{ А.} \quad (163)$$

Кратность тока срабатывания второй ступени:

$$K^{II} \geq \frac{K_{ОТС} \cdot I_{ДОП.ПЕР}}{I_{РЦ_НОМ}} = \frac{1.6 \cdot 1226}{1000} = 1.962 \approx 2, \quad (164)$$

где $K_{отс}=1,6$ – коэффициент отстройки.

Отстройка автомата будет производиться уставкой по времени срабатывания.

Ток срабатывания второй ступени.

$$I_{CP}^{II} = K^{II} \cdot I_{РЦ_НОМ} = 2 \cdot 1000 = 2000 \text{ А.} \quad (165)$$

Время срабатывание второй ступени принимаем равной 0,7 с, исходя из требования селективности с секционным автоматом.

$$t_{ср}^{II} = 0,7 \text{ с}$$

I ступень (ТО)

Ток срабатывания первой ступени не регулируется, расцепитель первой ступени срабатывает без выдержки времени при токе:

$$I_{ср}^I = (2,2 \dots 3) \cdot I_{ср}^{II} \quad (166)$$

Определим ток срабатывания первой ступени

$$I_{cp}^I = 2,2 \cdot I_{cp}^II = 2,2 \cdot 2000 = 4400 \text{ А.} \quad (167)$$

Построим характеристику автомата на карте селективности.

9.2 Выбор плавкой вставки предохранителя (F)

$$I_{BC.HOM} = (1,5 \div 2) \cdot I_{TP.HOM} = (1,5 \div 2) \cdot \frac{n \cdot S_{TP.HOM}}{\sqrt{3} \cdot U_{TP.HOM}} = (1,5 \div 2) \cdot \frac{2 \cdot 250}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 41,2 \div 55$$

Выбираем номинальный ток плавкой вставки $I_{вс.ном} = 50 \text{ А}$.
Предохранитель ПКТ-103-10-50-31,5УЗ.

Построим защитную характеристику предохранителя на карте селективности, приведя его характеристику к стороне НН трансформатора ($n_T = 10,5/0,4 = 26,25$).

9.3 Расчет защит кабельной линии КЛ

Для выполнения защиты применим индукционное реле типа РСТ-80АВ.

II ступень (МТЗ)

Определим ток срабатывания второй ступени.

$$I_{cp_3}^{II} = (K_3 \cdot K_{сз} / K_B) \cdot I_{раб\ max(КЛ)} = (1,1 \cdot 2,5/0,8) \cdot 21,53 = 74 \text{ А,} \quad (168)$$

где K_3 – коэффициент запаса равный 1,1 для индукционных реле; $K_B = 0,8$ – коэффициент возврата. $K_{сз}$ – коэффициент самозапуска ($K_{сз} = 2,5 \div 3$), учитывает возможность увеличения тока в защищаемой линии вследствие самозапуска электродвигателей при восстановлении напряжения после отключения КЗ.

$$I_{раб\ max(КЛ)} = 21,53 \text{ А.}$$

Выбор трансформатора тока.

Максимальный ток КЗ в месте установки трансформатора КТП составляет:

$$I_{K6}^{(3)} = 5,26 \text{ кА А.}$$

Выбираем трансформатор тока ТПЛ-10. Номинальный ток первичной обмотки равен $I_{1Н} = 75 \text{ А}$, вторичной обмотки – $I_{2Н} = 5 \text{ А}$. Коэффициент трансформации $n_{тт} = 75/5$. Применяем схему соединения трансформаторов тока “неполная звезда”, $K_{сх} = 1$ для данной схемы соединения.

Определим ток срабатывания реле.

$$I_{CP_P}^{II} = \frac{K_{сх} \cdot I_{с.р.МТЗ}}{n_T} = \frac{1 \cdot 74}{75/5} = 4,9 \text{ А.} \quad (169)$$

Применим индукционное реле тока РСТ-80АВ-06. Реле имеет диапазон уставок токов срабатывания [3..6,72 через 0,12 А].

Выбираем уставку срабатывания реле $I_{ср_p} = 4,92 \text{ А}$.

Проверим чувствительность МТЗ.

В основном режиме:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K6}^{(2)}}{I_{CP_3}^{\text{II}}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{K6}^{(3)}}{I_{CP_3}^{\text{II}}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{5260}{74} = 61.6 > 1,5, \text{ что допустимо.} \quad (170)$$

В режиме дальнего резервирования:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K6(10\text{кВ})}^{(1)}}{I_{CP_3}^{\text{II}}} = \frac{0.9 \cdot I_{K6(10\text{кВ})}^{(3)}}{I_{CP_3}^{\text{II}}} = \frac{0.9 \cdot 227.97}{74} = 2.77 > 1,2. \quad (171)$$

Возможен режим дальнего резервирования.

Где ток короткого замыкания на 1СШ к напряжению 10 кВ:

$$I_{K8(10\text{кВ})}^{(3)} = I_{K8\text{ нТ}}^{(3)} = 5984,2 \cdot (0,4/10,5) = 227,97 \text{ А}, \quad (172)$$

Время срабатывания защиты:

$$t_{\text{ср}} = t_{\text{ПРЕД}} + \Delta t; \quad (173)$$

Выдержка времени МТЗ определяется в зависимости от времени срабатывания предохранителя при минимальном токе КЗ в точке К8, и с учетом ступени селективности, принимаемой равной $\Delta t = 0,5$.

Так как при КЗ на выводах трансформатора время перегорания предохранителя составит сотые доли секунды, принимаем $t_{\text{ПРЕД}} = 0$, тогда $t_{\text{ср}} = 0,5$ с.

МТЗ удовлетворяет требованию чувствительности.

I ступень (ТО)

Определим ток срабатывания защиты.

$$I_{CP_3}^{\text{I}} = K_3 \cdot I_{K3_ВН_МАХ} = K_3 \cdot I_{K6}^{(3)} = 1,1 \cdot 5260 = 5786 \text{ А}, \quad (174)$$

Где коэффициент запаса $K_3 = 1,1$ (для реле РСТ-80АВ).

Произведем проверку чувствительности токовой отсечки:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K6}^{(2)}}{I_{CP_3}^{\text{I}}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{K6}^{(3)}}{I_{CP_3}^{\text{I}}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{5260}{5786} = 0.78 < 2, \quad (175)$$

Коэффициент чувствительности показывает, что защита не среагирует на ток КЗ.

Расширим зону действия ТО, так как понижающая подстанция является тупиковой.

Определим ток срабатывания защиты.

$$I_{CP_3}^{\text{I}} = K_3 \cdot I_{K3_ВН_МАХ_СМЕЖ} = K_3 \cdot I_{K8(10\text{кВ})}^{(3)} = 1,1 \cdot 227.97 = 250.77 \text{ А}. \quad (176)$$

Произведем проверку чувствительности токовой отсечки:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K7}^{(2)}}{I_{CP_3}^I} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{K7}^{(3)}}{I_{CP_3}^I} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{5260}{250.77} = 18.17 > 2, \quad (177)$$

ТО (ТОВ) обладает достаточной чувствительностью.

Реле тока РСТ-80АВ-06 имеет плавное регулирование коэффициента кратности тока срабатывания отсечки - $I_{\text{ср_отс}}/I_{\text{ср_р}}$, он выбирается из диапазона [6...52,5 через 1,5 А].

Ток срабатывания токовой отсечки.

$$I_{CP_P}^I = \frac{K_{\text{CX}}}{n_{\text{ТТ}}} I_{CP_3}^I = \frac{I}{75/5} \cdot 250.77 = 16.802, \text{ А. Принимаем } 16,5 \text{ А.} \quad (178)$$

Определим коэффициент кратности токовой отсечки.

$$K = \frac{I_{CP_P}^I}{I_{CP_P}^{II}} = \frac{16.5}{4.92} = 3.35. \quad (179)$$

Принимаем кратность тока срабатывания токовой отсечки равной $K=3$

Фактический ток срабатывания токовой отсечки реле равен.

$$I_{CP_OTC}^I = K \cdot I_{CP_P}^I = 3 \cdot 16.5 = 49.5 \text{ А.} \quad (180)$$

Фактический ток срабатывания токовой отсечки защиты равен.

$$I_{CP_3}^I = n_{\text{ТТ}} \cdot I_{CP_OTC}^I = (75/5) \cdot 49.5 = 1238 \text{ А.} \quad (181)$$

Осуществляем проверку трансформаторов тока на 10%-ную полную погрешность:

Вычисляем значение предельной кратности тока:

$$K_T = \frac{1.1 \cdot I_{CP_3}^I}{I_{\text{НОМ}}} = \frac{1.1 \cdot 1238}{75} = 18.157 < m_{10} = 20, \quad (182)$$

Вспомогательные реле: промежуточное реле серии РП–25, указательное реле РУ–21/0,05.

Построим характеристику срабатывания токовой ступенчатой защиты на карте селективности с приведением ее к стороне НН трансформатора.

Произведем защиту кабельной линии КЛ от замыкания на землю

Таблица 11.1- Параметры кабельных линий.

№ п/п	Марка и сечение кабеля	Длина кабеля L _i , км.	Удельная емкость, C _{0i} , мкФ/км
1	ААБл-3х50	0,078	0,4

Кабельная линия КЛ выполнена кабелем ААБл 3х50 длиной $L_{\text{КЛ}} = 0,078$ км.
Удельная емкость $C_{0\text{КЛ}} = 0,4$ мкФ/км.

Определим емкость КЛ

$$C_{\text{КЛ1}} = L_1 \cdot C_1 = 0.078 \cdot 0.4 = 0.031 \text{ мкФ}.$$

Определим емкость сети без учета КЛ

$$C_{\text{СЕТИ}} = L_2 \cdot C_2 + L_3 \cdot C_3 = (0.134 + 0.07) \cdot 0.4 = 0.082 \text{ мкФ}. \quad (183)$$

Ёмкостный ток защищаемой линии КЛ:

$$I_{\text{КЛ1}}^{(1)} = \frac{U_H}{\sqrt{3}} \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C_{\text{КЛ1}} = \frac{10500}{\sqrt{3}} \cdot 2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.031 \cdot 10^{-6} = 0.059 \text{ А}. \quad (184)$$

Ёмкостный ток без учета КЛ:

$$I_{\text{СЕТИ}}^{(1)} = \frac{U_H}{\sqrt{3}} \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C_{\text{СЕТИ}} = \frac{10500}{\sqrt{3}} \cdot 2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.082 \cdot 10^{-6} = 0.156 \text{ А}. \quad (185)$$

Суммарный ток ЗНЗ составит $0,156 \cdot 3 = 0,468$ А меньше 5 А. Защиту выполним с действием на сигнал.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{СЗ}} = 3 \cdot K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{БС}} \cdot I_{\text{КЛ1}}^{(1)} = 3 \cdot 1.2 \cdot 2 \cdot 0.031 = 0.27 / \text{ А}, \quad (186)$$

где $K_{\text{ОТС}}$ - коэффициент отстройки, который принимают равным 1,1-1,2; $K_{\text{БС}}$ – коэффициент учитывающий бросок емкостного тока в момент замыкания на землю, принимаемый равным 2-3 если защита выполняется с выдержкой времени.

Чувствительность защиты:

$$K_{\text{Ч}} = \frac{3 \cdot I_{\text{СЕТИ}}^{(1)}}{I_{\text{СЗ}}} = \frac{3 \cdot 0.156}{0.279} = 1.677 > 1,25 \quad (187)$$

Защита удовлетворяет требованию по чувствительности.

Принимаем время срабатывания защиты:

$$t_{\text{ср}} = 0,5 \text{ с}.$$

Для выполнения защиты используем реле тока РТЗ–51 и трансформатор тока нулевой последовательности ТПЛ; так же применяем указательное реле указательное реле РУ–21/0,05, реле времени РЭВ-811.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результатом данной работы является система электроснабжения ОАО «ХСР» в г. Абакан. Система электроснабжения проектировалась с учетом современным требованиям к системам, таким как надежность, экономичность, безопасность для человека и окружающей среды.

Было обосновано питающее напряжение 10 и 0,4 кВ, рассчитаны электрические нагрузки по уровням электроснабжения. Из двух схем электроснабжения цеха сушки трансформаторов на основании технико-экономического сравнения, выбрана радиальная схема на шинопроводах.

Проведены светотехнический и электротехнический расчеты освещения. В проекте предусмотрено также аварийное освещение.

Выбранное электротехническое оборудование проверено на действие токов короткого замыкания, высоковольтное – на термическую стойкость.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Федоров А. А., Старкова Л. Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: Учебное пособие для вузов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергия, 2012. – 386 с.: ил.
2. Электроснабжение потребителей электроэнергии на напряжении ниже 1000В. Макаревич А.Д. Методические указания по курсовому проектированию.
3. Справочник по проектированию электрических сетей / Под редакцией Д.Л. Файбисовича. – М.:Изд-во НЦЭНАС, 2016.-320с. Ил.
4. Электротехнический справочник: в 3-х т. Т. 2. Э 45 Электротехнические устройства/Под. общ. ред. Проф. МЭИ В. Г. Герасимова, П. Г. Грудинского, Л. А. Жукова и др. – 6-е изд., испр. и доп. – М.: Энергоиздат, 2011. – 640 с.: ил.
5. Рожкова Л. В., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Высшая школа, 2015. – 648 с.: ил.
6. Долин П. А. Справочник по технике безопасности. – 5-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоиздат, 2012. – 800 с.: ил.
7. Кнорринг Г. М. Справочник по проектированию электрического освещения. Л. – Энергия, 2015.
8. Электроснабжение потребителей электроэнергии на напряжении выше 1000В. Макаревич А.Д. Методические указания по курсовому проектированию.
9. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования/Под. ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 464 с.: ил. – (Электроустановки промышленных предприятий/Под. общ. ред. Ю. Н. Тищенко и др.).
10. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Под общ. ред. А.А. Федорова и Г.В. Сербиновского. В 2-х кн. Кн. 1. Проектно расчетные сведения. М., «Энергия», 2012.
11. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Под общ. ред. А.А. Федорова и Г.В. Сербиновского. В 2-х кн. Кн. 2. Проектно расчетные сведения. М., «Энергия», 2012
12. Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. Учебник для техникумов. М., «Высш. школа», 2015.
13. Правила устройства электроустановок /Минэнерго РФ. - 6-е изд., перераб. и доп. - М., Энергоатомиздат, 2015. – 640 с.
14. Правила устройства электроустановок. Раздел 1. Общие правила. Главы 1.1, 1.2, 1.7, 1.9. раздел 7. Электрооборудование специальных установок. Главы 7.5, 7.6, 7.10. – 7-е изд. – М.:Изд-во НЦ ЭНАС, 2012. – 184 с.
15. Расчёт токов короткого замыкания в сети внешнего и внутреннего электроснабжения промышленных предприятий: Методические указания к

- курсовой работе для студентов специальности 100400 – «Электроснабжение»/Сост. Л.Л.Латушкина, Красноярск: КГТУ, 2014, 34 с.
- 16.Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В 2 т. т 2. Электрооборудование/Под общ. ред. А. А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 2016. 592 с.: ил.
- 17.Справочная книга электрика / Под ред. В.И. Григорьева. – М.: Колос. 2014 – 746с.